



Universidad
Carlos III de Madrid

UC3M*cei*
**CAMPUS DE EXCELENCIA
INTERNACIONAL**

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

**ANÁLISIS DE LOS DATOS TÉCNICOS
DE LOS INVERSORES
FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A
RED**

TRABAJO FIN DE GRADO

Autor: Álvaro Palomino Estebaranz

Tutor: Vicente Salas Merino

LEGANÉS, SEPTIEMBRE DE 2012

ÍNDICE

1. Introducción	1-9
2. Sistemas fotovoltaicos de conexión a red: elementos	10-28
3. Inversor fotovoltaico: características	29-38
4. Análisis del inversor fotovoltaico	39-56
5. Conclusiones	57
6. Referencias	58-59
7. Anexos	60-66

Objetivos del Trabajo

Explicar los elementos de una instalación fotovoltaica de conexión a red tales como la célula fotovoltaica, el seguimiento mecánico del punto de máxima potencia, la estructura del generador fotovoltaico, las protecciones eléctricas, los aparatos de maniobra en una instalación y el transformador de aislamiento galvánico.

Se describirán las características de un inversor fotovoltaico de 500 kW de potencia como, la tensión y la potencia nominal, el factor de potencia, el rendimiento, la distorsión armónica, etc.

Por último se realizará un análisis de los datos obtenidos de las mediciones de dicho inversor, desde el punto de vista del rendimiento energético en función de la potencia normalizada, de la irradiancia, de la potencia de entrada, de la tensión de entrada y por último se hará una comparación de la tensión de entrada en función de la temperatura y la irradiancia para ver que relación hay entre ellas.

Debido a la importancia que cobra el rendimiento en este tipo de instalaciones, se ha dedicado un anexo a éste, en donde se explica que es el rendimiento y que tipos existen en una instalación fotovoltaica de conexión a red.

Capítulo 1: Introducción

Toda instalación fotovoltaica puede dividirse en pequeños bloques, atendiendo a la función que realicen dentro de la misma. Es importante señalar que no todas las instalaciones constan de los mismos bloques funcionales.

Esto es claro si distinguimos entre las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, como la del caso que nos ocupa, y las que no lo están, o instalaciones aisladas. Mientras que las primeras carecen de sistemas de acumulación, puesto que la energía que generan la vierten directamente a la red, las segundas precisan de dicho sistema, ya que sin él sería imposible el almacenamiento y posterior uso de la energía generada.

De manera esquemática, una instalación fotovoltaica conectada a red consta de seis bloques funcionales principales:

- Bloque de **generación**, formado por los paneles fotovoltaicos, sus cajas de conexión y las protecciones que forman parte del sistema de generación.
- Bloque de **cableado**, compuesto por los conductores eléctricos de la instalación.
- Bloque de **conversión**, formado básicamente por inversores y sus protecciones.
- Bloque de **control**, encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y asegurar su correcto funcionamiento.
- Bloque de **carga**, o conjunto de equipos o sistemas que harán uso de la energía producida.
- Bloque de **sistemas auxiliares**, formado por otros generadores procedentes de energías renovables, como la eólica, dando origen a lo que se conoce como sistemas híbridos.

El siguiente esquema gráfico muestra los componentes de un sistema fotovoltaico:

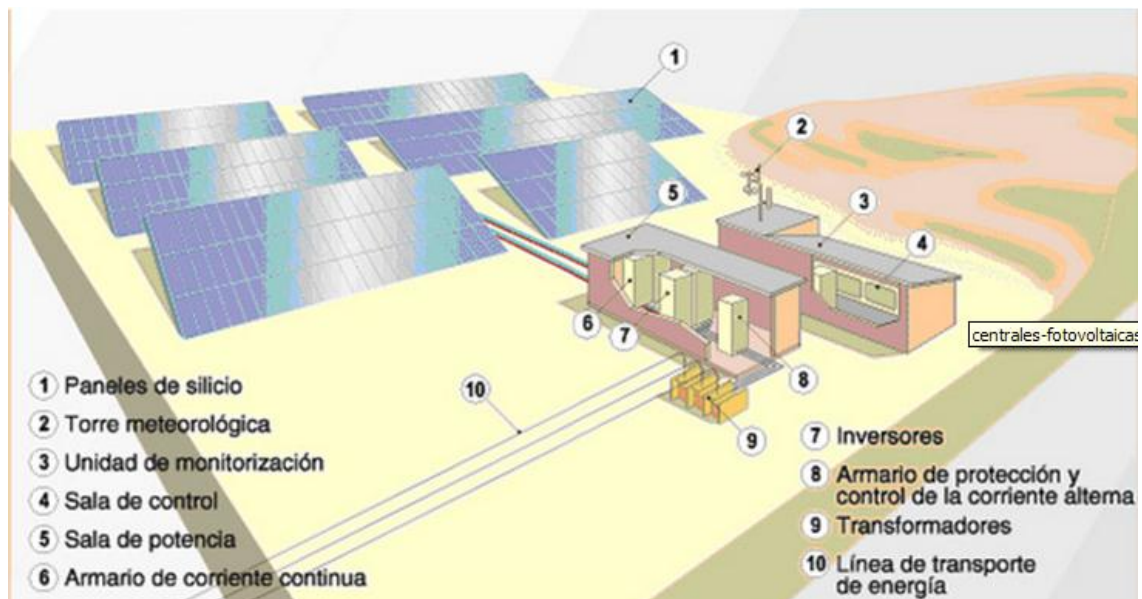


Figura 1.1: Componentes de una instalación fotovoltaica

A continuación, se introducirán cada uno de los bloques que componen una instalación.

1.1 BLOQUE DE GENERACIÓN

El bloque de generación, formado por el generador fotovoltaico (células y paneles), es el bloque esencial para que una instalación fotovoltaica se ponga en funcionamiento.

El tamaño del generador fotovoltaico depende de factores como:

- la radiación solar recibida,
- el valor energético de la carga,
- la máxima potencia de salida del panel,
- el rendimiento del mismo,
- la orientación de los paneles,
- la temperatura ambiente y
- el resto de componentes de la instalación.

Prestar atención a estos factores tiene como objetivo disponer de un generador que produzca energía cumpliendo con los requisitos esenciales y de manera óptima. Por ello, debemos conocer qué es y cómo funciona la unidad fundamental del sistema de generación, la célula fotovoltaica (ésta se detallará más adelante, en el capítulo 2).

1.2 BLOQUE DE CABLEADO

El bloque de cableado es un bloque que puede parecer evidente pero es fundamental hacer un breve análisis del mismo.

Se compone por todos los conductores eléctricos de la instalación. La importancia del mismo reside en que su correcto dimensionamiento puede suponer una reducción importante de las pérdidas de energía en el sistema. Por ello, es muy importante tener en cuenta la caída de tensión en los mismos.

La caída de tensión en los conductores se producirá tanto en los circuitos de corriente continua como en los de la parte de alterna. A pesar de que el REBT no contempla las instalaciones fotovoltaicas, la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión indica que:

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE se recomienda que:

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

1.3 BLOQUE DE CONVERSIÓN

En todas las instalaciones fotovoltaicas, el bloque de conversión es de gran importancia ya que es el encargado de transformar y adaptar la energía generada a las características de la carga, ya sea para su posterior uso individual, en caso de instalaciones aisladas, o su vertido a la red eléctrica, para instalaciones conectadas a red.

El elemento fundamental es el inversor, del cual se analizarán sus características principales, como la conexión, forma de onda y el seguimiento del punto de máxima potencia como uno de los parámetros eléctricos que condicionan el rendimiento del sistema fotovoltaico (ésto se explicará en el capítulo 3). Al tratar instalaciones conectadas a red, también es relevante estudiar el transformador de aislamiento como elemento de protección.

1.4 BLOQUE DE CONTROL

Cada día, este bloque cobra más importancia, ya que su aplicación permite mejorar el funcionamiento de las instalaciones, aumentar su rendimiento, reducir costes y prolongar su vida útil.

Es el bloque encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y dar las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento. Para ello, cuenta con sistemas de monitorización y control, los cuales podemos dividir en dos grupos: los sistemas manuales y los computarizados.

1.4.1 Sistemas manuales

En este tipo de sistemas los datos son suministrados por polímetros o por las luces de los distintos elementos que componen la instalación. El control lo lleva a cabo el usuario de mantenimiento, empleando interruptores o conmutadores integrados en los distintos equipos.

Algunos de esos interruptores o conmutadores se activan mediante sistemas electromecánicos, permitiendo el control y gobierno de sistemas de mediana y gran potencia, sin poner en peligro la seguridad de los usuarios.

Sin embargo, este tipo de sistemas sólo se emplea en instalaciones pequeñas, donde el volumen de equipos y sistemas es bajo.

1.4.2 Sistemas computarizados

Se denominan sistemas computarizados a aquellos que constan de equipos informáticos que están capturando señales del estado del sistema de forma continuada.

Este tipo de sistemas tiene las siguientes funciones básicas:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.

En las instalaciones, se puede disponer de distintos equipos con diversos sistemas de control y monitorización, algunos de los cuales salvan distancias incómodas para el usuario, a la vez que proporcionan informaciones parciales o, en ocasiones, incompletas.

La mejora para esa recepción incompleta de información está en el uso de sistemas informáticos centralizadores del control y la información, que permiten el control y la revisión aún a grandes distancias.

Gracias a la gran flexibilidad de los programas que manejan los equipos informáticos, el bajo coste, la alta fiabilidad de los mismos y sus posibilidades de utilización, estos sistemas se están imponiendo como elementos de control prácticamente indispensables en instalaciones medianas y grandes.

Como mínimo, estos sistemas de monitorización deben proporcionar información de las siguientes variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios:

- Tensión y corriente continuas del generador.
- Voltaje de salida del generador.
- Potencia CC consumida.
- Potencia CA consumida.
- Irradiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Voltaje de salida del acumulador.

También podrán incluir sistemas complementarios como los que se enumeran a continuación, principalmente en instalaciones de grandes dimensiones.

- Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)
- Sistema de detección de intruso y robo.
- Sistema de protección contra incendios.
- Sistema meteorológico.
- Sistema telemétrico de control de la instalación.

1.5 BLOQUE DE CARGA

El concepto carga hace referencia a todo equipo o sistema que va a hacer uso de la energía producida por nuestro sistema.

Por ello, el sistema debe diseñarse teniendo en cuenta dichas cargas y debe instalarse para suministrar energía a las mismas, de tal forma que el funcionamiento de la instalación sea óptimo y, por tanto, las pérdidas sean mínimas.

En definitiva, tenemos que conseguir una instalación económica, rentable y eficiente, y puede conseguirse modificando, ajustando y optimizando la carga.

1.6 BLOQUE DE SISTEMAS AUXILIARES

Consideramos sistemas auxiliares a todas aquellas instalaciones que hacen uso de otros generadores de tipo renovable para producir corriente eléctrica, y no pertenecen al sistema fotovoltaico.

Entre las instalaciones renovables que apoyan a los sistemas fotovoltaicos están las instalaciones eólicas o hidráulicas. Estos sistemas auxiliares también se conocen con el nombre de sistemas híbridos.

1.7 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para entender cuáles son las causas que afectan a una instalación eléctrica y qué elementos son los adecuados para protegerla (esto se detallará en el capítulo 2), debemos conocer, en primer lugar, las características de las corrientes circulantes: la continua y la alterna.

1.7.1 Corriente continua

Se considera corriente continua, DC, aquella que mantiene constante la polaridad de su carga eléctrica; es decir, la carga siempre circula en la misma dirección. Esto hace que debamos prestar especial atención a la polaridad de conexionado (+ y -).

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, uno de los conductores por el que se realiza el paso de corriente es el conductor conectado a tierra, generalmente el negativo.

Otra particularidad de la corriente DC es que no presenta, en ningún momento, paso por cero, o lo que es lo mismo, el valor de corriente entre conductor positivo y negativo es constante.

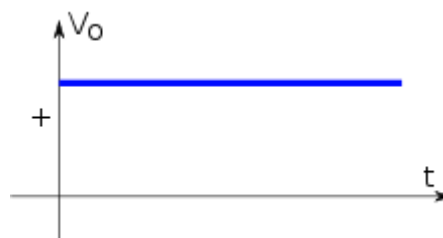


Figura 1.2: Corriente continua

Este hecho es importante en las desconexiones que tienen lugar en los bornes de los componentes eléctricos como los interruptores o seccionadores, ya que se producen arcos de corriente por ionización del aire, interrumpiendo de manera brusca el paso de corriente.

Tanto la polaridad como la interrupción de corriente sin paso por cero, hacen que los elementos de distribución de DC tengan características de diseño y empleo diferentes a los que distribuyen corriente alterna dentro de la instalación fotovoltaica.

1.7.2 Corriente alterna

La característica esencial de la corriente alterna, AC, es la variación del nivel de tensión y dirección siguiendo periodos cíclicos.

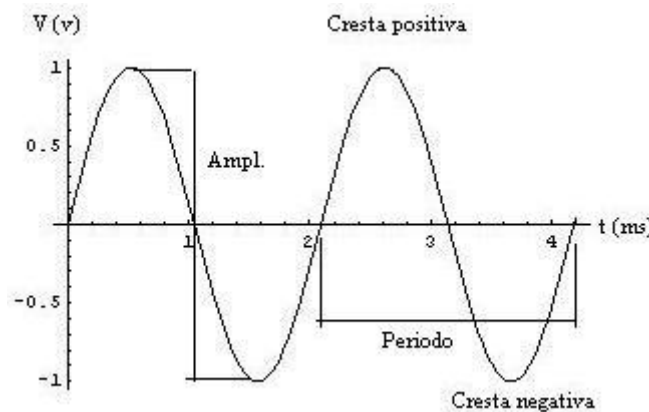


Figura 1.3: Corriente alterna

La principal ventaja de esta corriente es la facilidad de transformación a otros valores superiores o inferiores, haciendo, por ejemplo, que el transporte de energía sea un proceso relativamente económico.

Otro aspecto significativo de la corriente AC es la forma en la que la consumimos. En el consumo en los hogares, los niveles de tensión son menos y se dispone de sistemas de dos conductores, o sistema monofásico, mientras que en superficies industriales, el voltaje es superior y se utiliza un sistema de 3 ó 4 hilos, conocido también como sistema trifásico, donde el cuarto conductor se corresponde con el neutro.

Esta distinción puede aplicarse a las diferentes instalaciones fotovoltaicas. Las instalaciones aisladas con inversores de una potencia menor de 5 kW, son instalaciones monofásicas, pudiendo ser trifásicas en el caso de emplear potencias mayores.

Las instalaciones conectadas a red como la nuestra, consideradas centrales productoras de energía, son instalaciones trifásicas y tienen una mayor complejidad de montaje que las anteriores.

En cualquier caso, al considerar este tipo de instalaciones como fuentes generadoras de energía deben considerarse y analizarse las protecciones por sobrecarga,

sobreintensidad, por contactos directos e indirectos, etc., y será obligatorio el uso de seccionadores de corte en carga para aislar la zona DC y el inversor del resto de la instalación.

Capítulo 2: Sistemas fotovoltaicos de conexión a red. Elementos.

En este capítulo se va a describir qué elementos componen la instalación. Célula fotovoltaica, seguimiento mecánico del punto de máxima potencia, estructura del generador fotovoltaico, protecciones eléctricas, aparatos de maniobra en una instalación y transformador de aislamiento galvánico.

2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula fotovoltaica es el dispositivo encargado de transformar la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica. Generalmente las células son de silicio monocristalino, existiendo la posibilidad de silicio policristalino, amorfo u otros materiales; sin embargo, son las primeras las que presentan mejores resultados respecto a eficiencia energética, a pesar de que su proceso de fabricación es más complicado.

Los tipos de células fotovoltaicas no dependen exclusivamente de los materiales empleados para su fabricación, sino del tipo de instalación a la que van destinadas. Por ello, se distinguen los tres tipos siguientes:

Silicio monocristalino

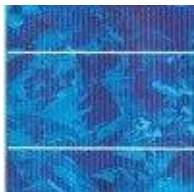


Células formadas por un único cristal, lo que permite obtener los mayores rendimientos, superiores al 30%. Como inconvenientes, son caras y difíciles de conseguir.

En el proceso de cristalización los átomos se van ordenando perfectamente sobre el cristal. Presentan un color azulado oscuro, ligeramente metalizado.

Este tipo de células son las más utilizadas y suelen comercializarse como convertidores directos de energía solar en electricidad.

Silicio policristalino

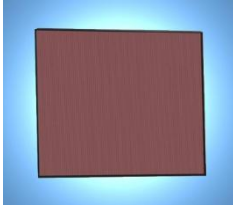


A diferencia de las anteriores, las células de silicio policristalino se van formando por la agrupación de los átomos con diferentes direcciones de alineamiento.

Suelen presentar tonos azules y grises con aspecto metálico.

Son más baratas que las de silicio monocristalino porque su proceso de reparación es menos riguroso; sin embargo, presentan una menor eficacia en comparación.

Silicio amorfo



La diferencia fundamental de este tipo de células con las anteriores es el alto grado de desorden que presentan los átomos en su estructura. Ello le confiere unos tonos más oscuros como marrón o gris.

Presenta grandes ventajas tanto en sus propiedades eléctricas como es su proceso de fabricación, lo que le hace útil en instalaciones fotovoltaicas de bajo coste. Sin embargo, presenta dos importantes inconvenientes como son la baja eficiencia, comparada con las células anteriores, y el alto nivel de degradación durante los primeros años de vida útil, lo que limita su eficiencia aún más. Su uso es habitual en calculadoras y otros objetos diversos.

En la siguiente imagen se puede observar la diferencia entre los tres tipos. De izquierda a derecha: silicio amorfo, policristalino y monocristalino.



Figura 2.1: Tipos de células fotovoltaicas

Existen otros materiales para la fabricación de células fotovoltaicas como el telurio de cadmio, arseniuro de galio, diseleniuro de cobre en indio, que son menos utilizados, ya que presentan rendimientos más bajos.

2.1.1 Fundamentos físicos de la célula fotovoltaica.

Para comprender el principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica debemos conocer qué son los semiconductores y qué es el efecto fotovoltaico.

2.1.1.1 Semiconductores:

Los semiconductores son materiales que presentan una resistencia intermedia entre los conductores y los aislantes. Existen dos tipos de semiconductores; los intrínsecos y los extrínsecos.

Los primeros presentan un bajo número de portadores libres, por lo que las corrientes circulantes por el semiconductor, a temperatura ambiente, son insignificantes, mientras que los segundos pueden aumentar la cantidad de portadores libres mediante la adición de impurezas, conocidas también como sustancias dopantes.

Dentro de los semiconductores extrínsecos podemos hacer una nueva clasificación de la siguiente manera:

- **Semiconductores tipo N:** Al añadir impurezas se completan los enlaces covalentes necesarios para la estabilidad del átomo, sin embargo, siguen quedando electrones libres. Esto provoca que los portadores eléctricos negativos sean más numerosos que los portadores eléctricos positivos, motivo por el cual el semiconductor es de tipo N.
- **Semiconductores tipo P:** En este caso aparece un hueco o falta de electrón tras añadir impurezas. Puesto que el número de portadores eléctricos positivos es mayor que el de portadores negativos, este tipo de semiconductores es de tipo P, siendo neutro el conjunto de la estructura.
- **Unión de los semiconductores Tipo P + Tipo N:** Un exceso de huecos o portadores positivos en el tipo P y un exceso de electrones o portadores negativos en el tipo N, provoca la unión de ambos en una zona neutra, dando lugar a una estructura estable.

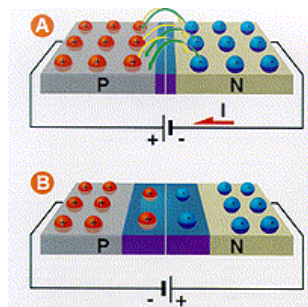


Figura 2.2: Semiconductor unión P-N

La zona N va perdiendo electrones por lo que se vuelve cada vez más positiva, mientras que la zona P se vuelve más negativa al ir perdiendo huecos. Esto da lugar a una diferencia de potencial entre ambas zonas que se opone a la ley de difusión, equilibrándose las concentraciones en ambas zonas.

2.1.1.2 Efecto fotovoltaico:

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los semiconductores.

La energía absorbida provoca el movimiento de los electrones en el interior del material, provocándose un campo electrostático constante cuyo sentido dependerá de las diferentes concentraciones de las sustancias dopantes añadidas en cada una de las zonas del semiconductor.

En la célula fotovoltaica, se iluminará la zona tipo N mientras que la zona tipo P no estará iluminada. Esto provocará la aparición de una tensión similar a la que existe entre los bornes de una pila, al incidir la radiación solar. La colocación de contactos metálicos en ambas caras permitirá extraer la energía eléctrica producida en la célula, tal y como se observa en la siguiente figura.

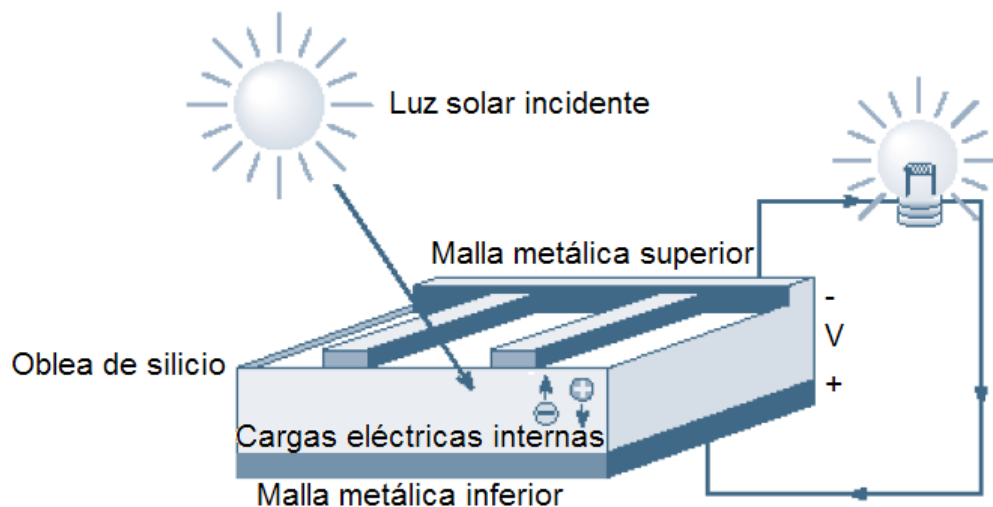


Figura 2.3: Esquema del efecto fotovoltaico

Principio de funcionamiento:

El esquema anterior muestra cómo, cuando una célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial entre sus extremos y surge la circulación de una corriente a través de una carga conectada a ella.

La corriente generada por la célula fotovoltaica surge de dos componentes internas y opuestas de la corriente. Por un lado, la corriente de iluminación debida a la generación de portadores, que provoca la misma iluminación; por otro lado, la

corriente de oscuridad, debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo.

Es decir, los fotones formarán los pares electrón-hueco y el campo eléctrico provocado por la unión de los materiales P-N los separará, dando lugar a la corriente que circula por la célula y la carga conectada a ella.

También debe tenerse en cuenta que no todos los fotones pueden ser aprovechados para crear energía eléctrica, bien porque posean una energía inferior al ancho de energía prohibida y atraviesen el semiconductor sin ceder energía, o bien porque la célula no tiene capacidad de absorberlos todos, a pesar de que su energía sea suficiente para atravesar el ancho de banda prohibida.

2.1.2 Parámetros eléctricos.

A continuación se enumeran y definen los parámetros eléctricos más importantes a tener en cuenta en una célula fotovoltaica.

- **Punto de máxima potencia (PMP):** producto del valor de la tensión (V_m) e intensidad (I_m) máximas para los que la potencia entregada es máxima.
- **Factor de forma (FF):** cociente entre la potencia máxima que puede entregarse a una carga y el producto entre la tensión a circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Suelen ser habituales los valores comprendidos entre 0.7 y 0.8.

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{V_o \cdot I_{cc}}$$

- **Eficiencia de conversión energética:** cociente entre la potencia eléctrica máxima y la potencia dependiente de la irradiancia incidente (P_L) sobre la célula.

$$\eta = \frac{P_m}{P_L} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_L}$$

- **Temperatura:** Es importante considerar los efectos de la temperatura ya que influye en cada uno de los parámetros de la célula mencionados, por tanto, a mayor temperatura:

- 1- Aumenta la intensidad de cortocircuito (I_{cc})
- 2- Disminuye la tensión a circuito abierto (V_o)
- 3- Disminuye el factor de forma (FF)
- 4- Decrece el rendimiento

Esto se debe principalmente al calentamiento que sufren las células por su continuada exposición al sol, pudiéndose alcanzar temperaturas muy elevadas. Por ello, este factor es determinante a la hora de diseñar los sistemas fotovoltaicos, principalmente los de concentración, contando siempre con sistemas de disipación del calor.

- **Intensidad de radiación.** La intensidad aumenta con la radiación mientras que la tensión permanece aproximadamente constante. Esto es importante ya que la radiación cambia a lo largo del día, en función de la posición del sol, por lo que es imprescindible una adecuada posición de los paneles. Encontrar la posición adecuada es el origen del seguimiento del punto de máxima potencia, del que se hablará más adelante.

La siguiente gráfica muestra la variación de radiación a lo largo del tiempo.

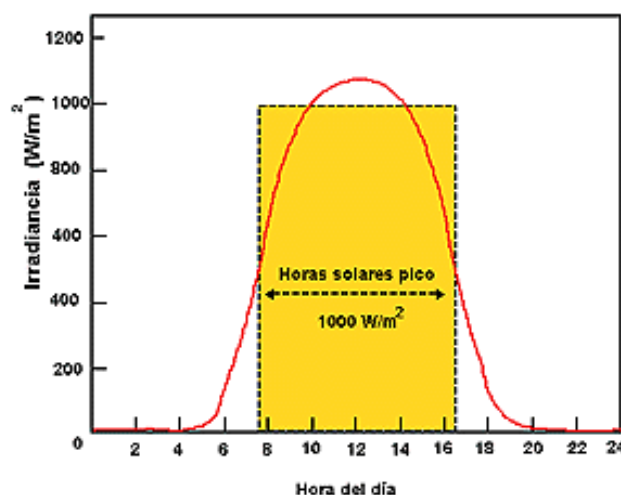


Figura 2.4: Irradiancia a lo largo de un día

Una vez determinados los parámetros fundamentales de la célula solar se podrán establecer los parámetros de un **panel fotovoltaico**.

Un panel está constituido por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas de tal forma que se obtengan los valores de tensión y corriente deseados. La asociación paralelo permite alcanzar el valor de tensión (V) requerido, mientras que la asociación serie lo consigue del valor de corriente (I).

Es por esto que una de las características fundamentales de los paneles fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V, también conocida como característica I-V [5]. Tanto los valores de tensión como de corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada. Para comparar módulos, estos parámetros deberán ser homogéneos.

La figura siguiente define los valores típicos a la salida del generador fotovoltaico, que vienen determinados por la curva característica I-V:

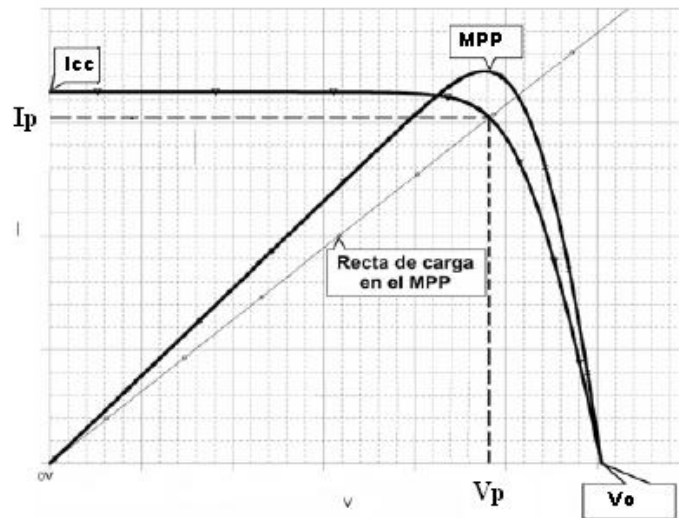


Figura 2.5: Curva característica I-V

- **Tensión de circuito abierto (Vo):** al dejar los terminales del panel en circuito abierto (intensidad cero), la tensión que proporciona la radiación será máxima.
- **Corriente de cortocircuito (Icc):** al cortocircuitar los terminales del panel (tensión cero), la radiación solar proporcionará una corriente máxima.

Dado que la potencia eléctrica viene definida como $P=V \cdot I$, podemos distinguir:

- **Potencia pico (Pp):** potencia máxima (en vatios, W) que genera un módulo en condiciones normales de radiación. Es el producto de la tensión pico por la corriente pico.
- La **intensidad pico (Ip)** y la **tensión pico (Vp)** son los valores de intensidad y tensión que hacen máxima la potencia en condiciones normales.

Como se demuestra en la figura, todos los parámetros de la curva I-V dan lugar a la formación del Punto de Máxima Potencia (PMP) o, *Maximum Power Point (MPP)*, en lengua anglosajona.

La siguiente gráfica representa varias curvas características I-V, con sus respectivos MPPs.

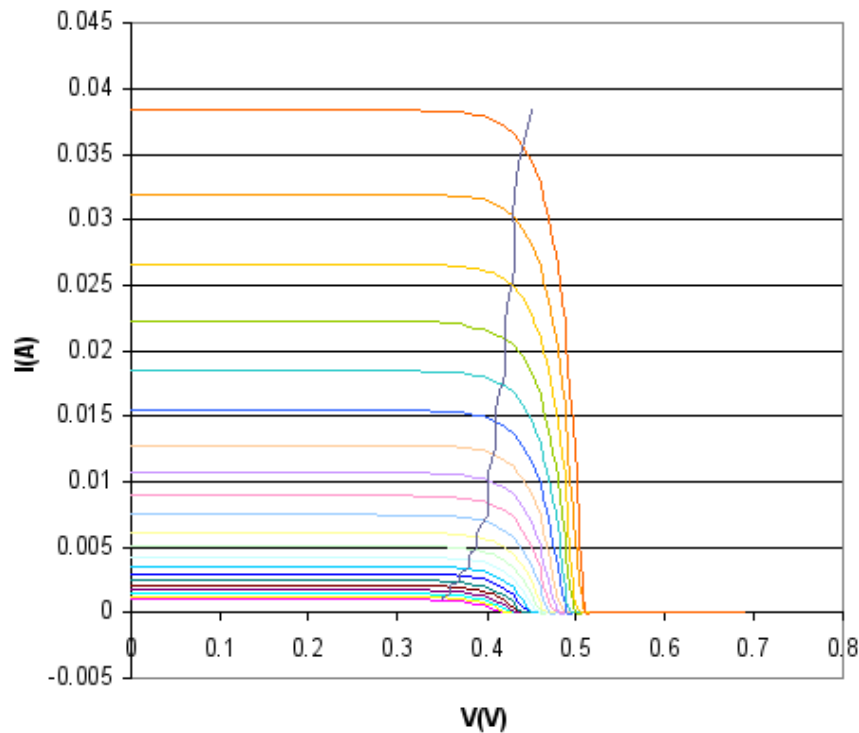


Figura 2.6: MPPs en distintas curvas características I-V

Otra curva característica es la que relaciona la potencia con la tensión de salida, o curva característica P-V. En ella también se representan los puntos de máxima potencia, de la siguiente manera:

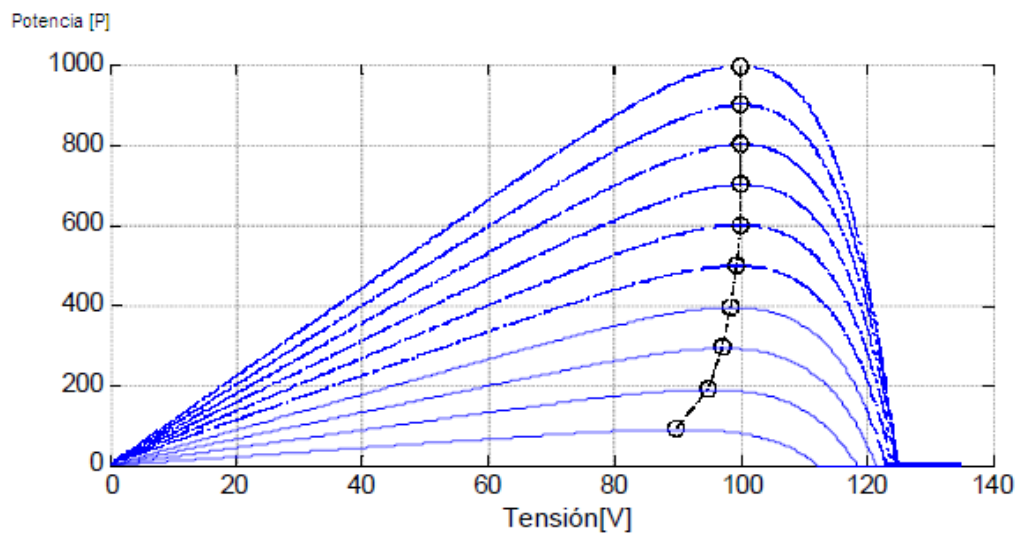


Figura 2.7: MPPs en distintas curvas características P-V

La importancia de este parámetro eléctrico no reside en su valor numérico, sino en qué condiciones físicas y eléctricas deben cumplirse en todo momento para obtenerlo. Esto introduce el concepto de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP) o *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*.

El seguimiento del punto de máxima potencia se realiza en dos bloques funcionales. En el bloque de generación, se realiza un seguimiento mecánico del sol, para obtener la máxima irradiancia al colocar los paneles fotovoltaicos perpendicularmente al sol. En el bloque de conversión, se realiza un MPPT electrónico llevado a cabo por los inversores, que permite entregar la máxima potencia bajo cualquier condición de carga, en todo momento.

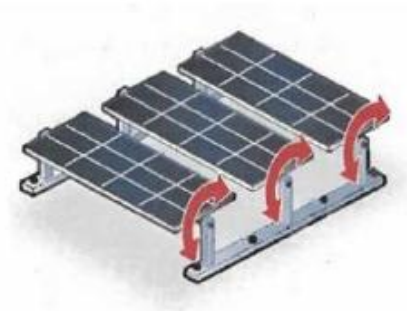
2.2 SEGUIMIENTO MECÁNICO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Los sistemas de seguimiento solar son un método para optimizar el rendimiento del generador fotovoltaico. Para aprovechar la máxima cantidad de energía, la superficie de los módulos debe estar perpendicular a los rayos del sol, teniendo en cuenta que éste se mueve continuamente a lo largo del día.

Emplear estos sistemas depende de si el aumento de la energía captada compensa todo el consumo de energía y el coste de los propios sistemas. Además, siempre deben mantener los paneles en una posición de máxima seguridad, ante todo tipo de inclemencias. Actualmente, por los avances electrónicos, la monitorización y los sistemas de concentración, los sistemas de seguimiento empiezan a ser competitivos.

Existe más de un método para el seguimiento de los puntos de concentración solar en los colectores fotovoltaicos. Para llevar a cabo estos seguimientos se utilizan métodos como el seguimiento por sensores, por reloj solar y por coordenadas.

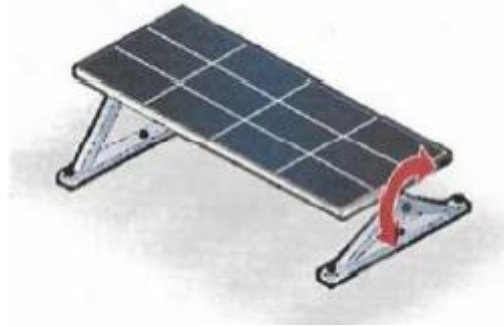
- **Seguimiento horizontal en un eje.** El eje de rotación es horizontal respecto al suelo.



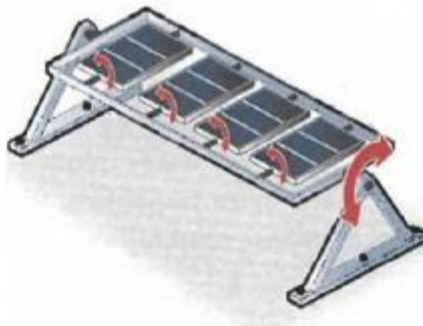
- **Seguimiento vertical en un eje.** El eje de rotación es vertical respecto al suelo. Este tipo de seguidores rotan de Este a Oeste a lo largo del día.



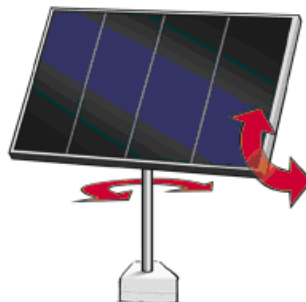
- **Seguimiento en un eje inclinado.** Todos los seguidores cuyos ejes de rotación estén entre el horizontal y el vertical son considerados seguidores de eje inclinado. Los ángulos de inclinación reducen el perfil de viento y disminuye la altura respecto a tierra. Este tipo de ejes están alineados con el eje de rotación de la tierra.



- **Seguimiento en doble eje. Horizontal e inclinado.** En este tipo de seguidores el eje principal es el horizontal al suelo. Mientras que el eje secundario es el de inclinación.



- **Seguimiento en dos ejes. Azimut y elevación.** El seguimiento se realiza tanto en el eje vertical, proporcionando el seguimiento azimut, como el en horizontal, ejecutando el seguimiento de inclinación. Este sistema es el más empleado en instalaciones de gran volumen ya que ofrecen una mayor precisión.



2.3 ESTRUCTURA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Además de la unidad mínima, la célula fotovoltaica, un generador fotovoltaico dispone de una amplia variedad de componentes tales como las estructuras soporte, los diodos 'by-pass', los diodos de bloqueo, fusibles, cables, terminales, dispositivos de protección contra sobretensiones o varistores, seccionadores, interruptores y las cajas de conexión.

La asociación de las células que conforman los módulos puede ser tanto en serie como en paralelo. La asociación de varios módulos se denomina hilera o rama. En antiparalelo a ellas, se conectan los diodos 'by-pass', permitiendo un camino alternativo a la corriente cuando alguna de las células que forman la hilera está parcialmente sombreada.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir pérdidas por inversión de corriente como, por ejemplo, de noche.

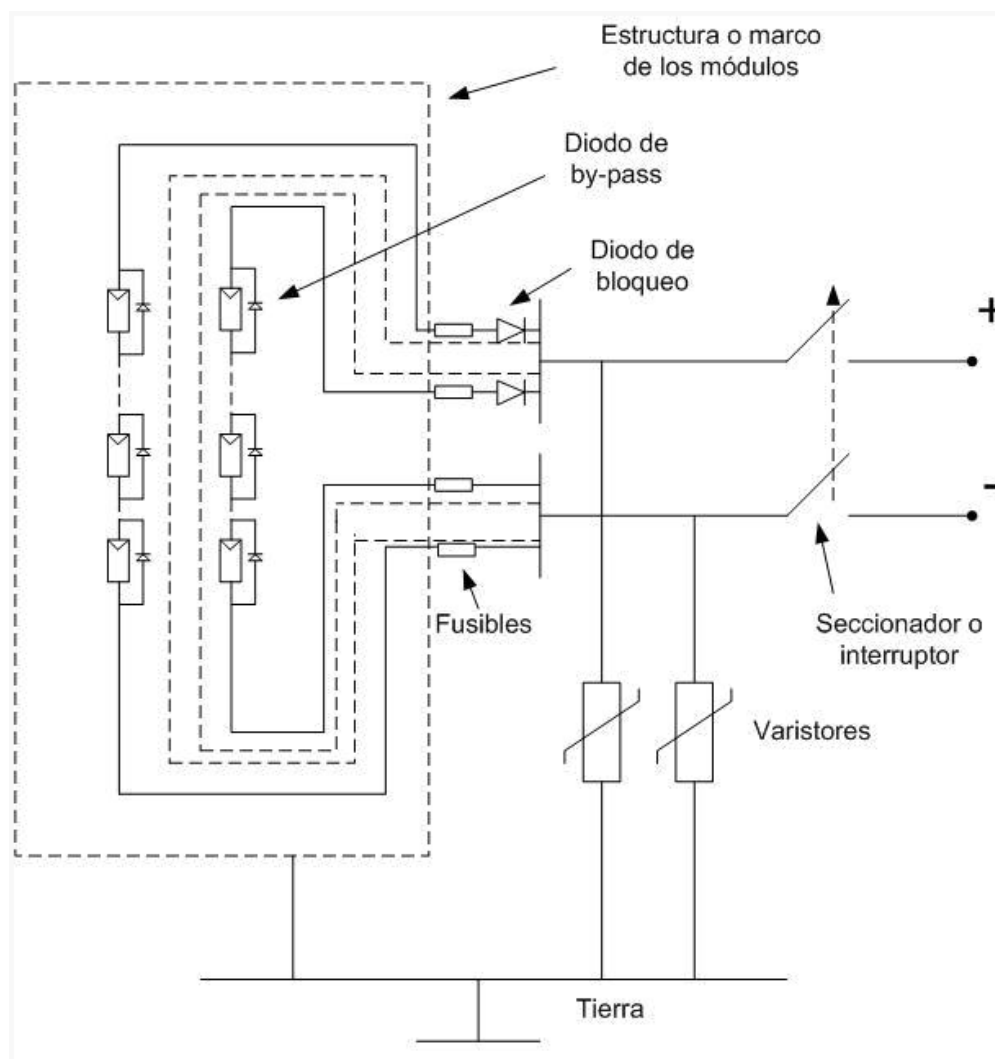


Figura 2.8: Estructura del generador fotovoltaico

Los fusibles protegen los conductores de sobrecorrientes, aunque en un diseño adecuado del generador fotovoltaico conectado a red, los conductores deberán tener la sección suficiente para soportar la máxima corriente generada o la suma de las intensidades de cortocircuito en las ramas conectadas en paralelo, sin sobrecalentarse ni presentar caídas de tensión según el REBT e instrucciones complementarias.

Por este motivo, en la mayoría de ocasiones los fusibles se emplean asociados a los seccionadores que aíslan al generador fotovoltaico de los equipos conectados a él.

Las cajas de conexión también son de vital importancia, además de numerosas, en un generador fotovoltaico, ya que una mala conexión puede inutilizar una o varias ramas y, en el peor de los casos, provocar un incendio.

Otro componente importante son los varistores o dispositivos descargadores de sobretensiones atmosféricas. Se instalan entre los terminales positivos y negativos de una rama o asociación de ramas, y entre cada uno de los terminales y la tierra de toda masa metálica.

Por último, la estructura soporte del generador sirve para unir y hacer más rígida la asociación serie-paralelo de los módulos que lo componen. Debe soportar toda carga mecánica como viento, nieve, dilataciones o contracciones por cambios en la temperatura, etc.

El siguiente esquema muestra un esquema general de la estructura de un generador fotovoltaico.

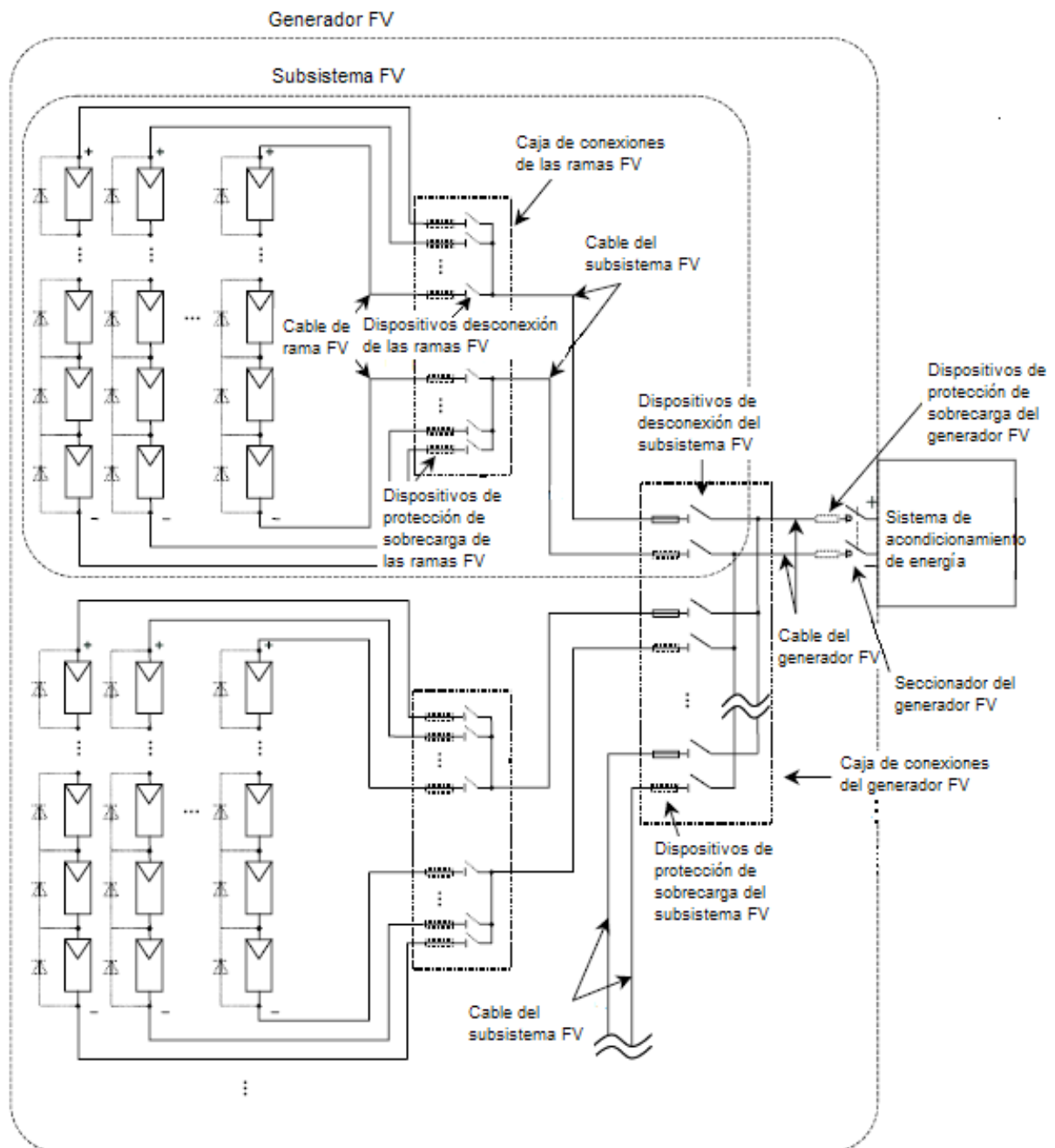


Figura 2.9: Diagrama de un generador FV. Sistema dividido en dos subsistemas con múltiples ramas conectadas en paralelo.

2.4 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

La función básica de los elementos de protección es la de reaccionar de la forma más adecuada ante la ocurrencia de un defecto, falta o fallo.

Ante los distintos tipos de defectos que pueden producirse en cualquier elemento del sistema eléctrico y los diferentes niveles de tensión (M.A.T, A.T, M.T y B.T) a los que puede encontrarse la instalación, se precisarán elementos y sistemas de protección diseñados específicamente para responder ante un tipo de falta.

Las faltas más frecuentes son los cortocircuitos, lo que supone la circulación de corrientes mucho más elevadas que las de condiciones normales del elemento o parte de red en que se produce, pero una situación anómala también puede producirse por variación de tensión o frecuencia, inversión del flujo de potencia, sobrecalentamiento, etc.

El empleo de los elementos de protección queda justificado al intentar minimizar y/o evitar las pérdidas de servicio, y los daños en personas y equipos que se producirían si ante una falta no se aísla el elemento o parte de la red en que se produce en un tiempo adecuado.

Dado que en gran parte de las ocasiones un defecto supone un aumento brusco de corriente, los cortocircuitos son los defectos que más elementos de protección tienen diseñados para detectarlos y eliminarlos en el tiempo más breve posible y con la mínima incidencia sobre las partes sanas del sistema.

Para eliminar un cortocircuito se precisan elementos de corte de sobreintensidad como fusibles o interruptores automáticos (IA), aunque también es habitual incorporar “sensores” en los interruptores automáticos dando lugar a lo que se conoce como pequeño interruptor automático (PIA) o magnetotérmico que disparan por sobrecarga (elemento térmico) o por cortocircuito (elemento magnético).

En cualquier caso, el elemento encargado de detectar el defecto se denomina relé, elemento básico que ofrece diferentes tipos de protección según su actuación sobre el mecanismo de disparo y el tipo de corriente que provoca el disparo.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, se aplicará la normativa del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción ITC-BT-40, y se atenderá a diversos criterios recomendados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

2.5 APARATOS DE MANIOBRA EN UNA INSTALACIÓN

2.5.1 Masas y tierras

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, artículo 15, sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas:

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se altere las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones fotovoltaicas generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad (REBT) y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

2.5.2 Fusibles

Se denomina fusible a aquellos dispositivos constituidos por un hilo o lámina metálica o de aleación de bajo punto de fusión que se intercala en la instalación eléctrica para que, mediante efecto Joule, se funda. La fusión puede producirse por una excesiva corriente, un cortocircuito o sobrecarga, que pueden hacer peligrar la integridad de los conductores bajo riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

Los fusibles pueden ser de muy diversos tipos y tamaños dependiendo de la intensidad y voltaje de la instalación a proteger. Del mismo modo, la fusión del elemento metálico puede ser extrarrápida, rápida o lenta.

Se recomienda su instalación en cada uno de los equipos a proteger, pudiendo trabajar tanto en la zona de alto, medio o bajo voltaje, presentando unas características distintas según la zona de uso, el tipo de corriente y las prestaciones del propio fusible.

El valor de la corriente permitida por la rama a la que protegen no debe superar un valor entre 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

2.5.3 Interruptores

Para la extinción del arco eléctrico los interruptores, automáticos o no, emplearán sistemas basados en gran volumen de aceite, pequeño volumen de aceite, aire comprimido de hexafluoruro de azufre, vacío, soplado magnético, autosoplado, o cualquier otro principio que se aconseje.

Se indicarán claramente, mediante rótulos en el mecanismo de maniobra, las posiciones 'cerrado' y 'abierto'.

La maniobra de los interruptores se ejecutará de la manera que sea considerada más conveniente, ya sea mecánicamente, por resorte acumulado de energía, eléctricamente por solenoide o motor, por aire comprimido, etc. Cualquiera que sea el mecanismo adoptado para la maniobra de los interruptores automáticos, será de disparo libre. Se prohíbe la utilización de aquellos interruptores de cierre manual donde el movimiento de los contactos sea dependiente de la actuación del operador. El interruptor debe tener un poder de cierre independiente de la acción del operador.

Estarán equipados con un dispositivo de apertura local actuado manualmente. La apertura será iniciada por dispositivos eléctricos, mecánicos, neumáticos, hidráulicos o combinación de las anteriores.

Salvo en casos especiales, los interruptores automáticos que no deban funcionar con reenganche rápido, deberán satisfacer con su pleno poder de corte uno de los ciclos determinados en el MIE-RAT 06. En cualquier caso, al final del ciclo el interruptor será capaz de soportar permanentemente el paso de la intensidad nominal de servicio.

- **Interruptores magnetotérmicos**

Es el interruptor más utilizado en las instalaciones eléctricas.

Se trata de un dispositivo electromecánico que se coloca con el fin de proteger la instalación ante intensidades excesivas. Su funcionamiento se basa en efectos producidos por la circulación de la corriente eléctrica: el magnético y el térmico.

El valor de la corriente que deben permitir circular por la rama que protegen, no puede ser superior a 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

- **Interruptores diferenciales**

Este interruptor es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones con el fin de protegerlas y proteger a las personas de desviaciones de corriente causadas por fallos de aislamiento entre conductores activos y masas de los aparatos.

Consta de dos bobinas colocadas en serie con los dos conductores de alimentación de corriente, lo que provoca campos magnéticos opuestos, y un núcleo o armadura que acciona unos contactos a través de un dispositivo mecánico.

Cuando entre las corrientes circulantes en cada una de las bobinas existe una diferencia que provoca que parte de la corriente se derive a tierra, se produce un campo magnético que atrae el núcleo metálico, provocando la apertura de los contactos e interrumpiendo el paso de corriente hacia la carga. Una vez subsanada la avería, el interruptor debe reactivarse manualmente para permitir, de nuevo, la circulación de corriente.

Generalmente, los interruptores diferenciales se sitúan en la zona de trabajo de corriente alterna y con voltajes superiores a los 48 voltios.

2.5.4 Descargadores de sobretensión o varistores

Una de las causas más frecuentes de avería en las instalaciones son las descargas eléctricas de origen atmosférico, las tormentas. Ante este tipo de avería los descargadores de tensión o varistores son los dispositivos básicos.

La puesta a tierra de los descargadores de sobretensión se conectará a la puesta a tierra del aparato o aparatos que protejan. Deben procurarse conexiones con un recorrido mínimo y sin cambios bruscos de dirección ya que debe ser eficaz y muy rápido en la respuesta, debido a la rapidez de propagación de las descargas a través de los conductores.

La resistencia de puesta a tierra asegurará en todo momento que las tensiones a tierra, correspondientes a las corrientes de descarga previstas, no superen valores que puedan originar tensiones de retorno o tengan un carácter peligroso para otras instalaciones o aparatos puestos a tierra. El voltaje que deben permitir en el conductor respecto a tierra no debe ser superior a un valor entre 1,1 y 1,5 veces la tensión máxima.

Los conductores empleados para la puesta a tierra de este elemento de protección no serán de acero, ni estarán cubiertos por cintas o tubos de protección de material magnético.

2.5.5 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

Serán del modelo y tipo adecuados a su función, instalación y a la tensión y corriente de servicio.

Tanto los seccionadores como sus accionamientos estarán dispuestos de tal manera que no maniobren intempestivamente por efectos de la presión o la tracción ejercida con la mano sobre el varillaje, por la presión del viento, por la fuerza de la gravedad o los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito.

Los seccionadores equipados con servomecanismos de mando evitarán maniobras intempestivas por avería en los elementos de dicho mando, en sus circuitos de alimentación o por falta de la energía utilizada para realizar el accionamiento.

Los seccionadores equipados con cuchillas de puesta a tierra estarán dotados de un enclavamiento seguro entre las cuchillas principales y las de puesta a tierra.

Los aisladores de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra se dispondrán de tal manera que no circule ninguna corriente de fuga peligrosa entre los bornes de un lado y cualquiera de los bornes del otro lado del seccionador. Esto será satisfecho siempre que sea previsto que toda corriente de fuga se dirija a tierra mediante una conexión de tierra segura, o cuando el aislamiento utilizado esté protegido contra la polución en servicio.

La intensidad nominal mínima de los seccionadores será de 200 amperios.

2.6 TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO GALVÁNICO

Otro elemento a tener en cuenta en una instalación fotovoltaica conectada a red es el transformador de aislamiento galvánico.

Según la norma UNE-EN 60742 y la NOTA DE INTERPRETACIÓN DE LA EQUIVALENCIA DE LA SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES GENERADORAS, basada en los requisitos técnicos de la instrucción ITC-BT-40 del REBT, en instalaciones generadoras en las que la transmisión de energía a la red se haga mediante convertidores electrónicos, podrán utilizarse transformadores de separación galvánica entre la red y las instalaciones generadoras para que se cumplan las siguientes funciones:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad personal.
- Evitar la inyección de corriente continua a la red.

Capítulo 3: Inversor fotovoltaico. Características.

En este capítulo se van a exponer las características fundamentales de un inversor de conexión a red.

En las instalaciones fotovoltaicas los paneles fotovoltaicos son los encargados de generar potencia a partir de la radiación solar captada. La potencia eléctrica generada es potencia continua, con unos valores de tensión y corrientes dependientes de la disposición de los paneles.

El inversor fotovoltaico es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial. Su función principal es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con unas características establecidas por la red: 230V de valor eficaz de tensión y una frecuencia de 50 Hz.

Las partes fundamentales en un inversor son:

- **Control principal.** Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.
- **Etapas de potencia.** Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.
- **Control de red.** Es la interfase entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.
- **Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).** Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.
- **Protecciones.** De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.
- **Monitorización de datos.** Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de

parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo).

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye.

Los principales parámetros habituales a tener en cuenta en un inversor son:

- **Tensión nominal (V).** Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.
- **Potencia nominal (VA).** Potencia que suministra el inversor de forma continuada.
- **Potencia activa (W).** Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- **Capacidad de sobrecarga.** Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- **Factor de potencia.** Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- **Eficiencia o rendimiento.** Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor.
- **Autoconsumo.** Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.
- **Armónicos.** Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.
- **Distorsión armónica.** La distorsión armónica total o THD (*Total Harmonic Distortion*) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.

- **Rizado de corriente.** Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA.

A continuación, se analizarán cuáles son los parámetros que caracterizan a un inversor fotovoltaico para una instalación fotovoltaica conectada a red.

3.1 CARACTERÍSTICAS

El inversor con el que vamos a trabajar posee una potencia de 500 KW, cuya hoja de características es la siguiente:

Tabla 3.1: Hoja de características del inversor. Datos de entrada.

Entrada DC	
Max. PV-potencia	560 KWp
Max. Corriente DC	1150 A
Max. Tensión DC	900 V (1000 V Kit)
Rango de tensión DC MPPT	450 - 820 V
Nº de entradas DC	4
Sección máx. del cable para la entrada	300 mm ²
Producción de energía desde	1 % Pn aprox.

Tabla 3.2: Hoja de características del inversor. Datos de salida.

Salida AC	
Nº de fases	3
Potencia nominal AC	500 KW
Potencia máx. AC	525 KW
Tensión nominal AC	270 Vrms
Margen de tolerancia de tensión	-10 % / + 10 %
Frecuencia de salida	48 Hz - 52 Hz
Factor de potencia	1 (>0.99 @ Pn)
THD de corriente AC	<3 % @ Pn
Corriente nominal AC por fase	1070 Arms
Corriente máx. AC por fase	1190 // 975 Arms
Sección máx. del cable para la salida	2 x 400 mm ²

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal.

Según el RD 1699/2011, para aquellos inversores o suma de inversores cuya potencia nominal sea menor o igual a 5kW, la conexión a red debe ser monofásica, mientras que si excede los 5kW de potencia nominal la conexión deberá ser trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a dicho valor.

La conexión trifásica puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores monofásicos.

Atendiendo a la forma de onda, los inversores en instalaciones conectadas a red deben presentar una onda senoidal pura. Esto es debido a que a la salida, la forma de onda debe ser prácticamente idéntica a la de la red eléctrica general, para permitir la conexión a la misma.

Atendiendo a la instrucción ITC-BT-40 del REBT, para instalaciones en las que existe conexión a red, deben instalarse sistemas de conmutación que impidan la conexión simultánea entre la instalación generadora y la red eléctrica. Esto permite otra clasificación según su principio de funcionamiento, característica puede dividirse en dos grupos:

- Inversores conmutados por la red. Tienen como principio básico un puente de tiristores. Se utilizan principalmente en automatización y son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas.

Entre las ventajas de estos inversores destacan su sencillez de instalación, la fiabilidad que presentan, son más baratos que los autoconmutados, pueden trabajar con grandes potencias y sus desventajas pueden resolverse con sistemas de filtrado más sencillos.

Entre las desventajas están el nivel de corriente reactiva que presentan, lo que supone factores de potencia por debajo de la unidad, un alto nivel de distorsión armónica y presentan fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallos de red.

- Inversores autoconmutados: se basan en un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar.

Tienen ventajas como su alta seguridad, ya que un cortocircuito a la salida no les afecta, la señal de salida es claramente sinusoidal, no precisa de grandes sistemas de filtrado de la señal, generan una tensión y una corriente totalmente en fase con la tensión de red y pueden compensar potencia reactiva, adelantando o retrasando la corriente respecto a la tensión de red.

Como inconvenientes están una potencia máxima menor, aunque pueden conectarse en paralelo, un rendimiento más pequeño, lo que supone mayores pérdidas, y son más caros que los anteriores.

Los inversores, además de proporcionar una frecuencia correcta, deben regular la tensión de salida, haciéndola coincidir con unos valores de trabajo determinados. Para ello, dependiendo de la potencia y el nivel de funcionamiento, se emplean convertidores CC/CC antes del inversor, sistemas que regulen las ondas senoidales mediante la modulación de ancho de pulso (PWM), o bien, utilizando un auto-transformador variable que ajuste el voltaje de salida. Todo esto es posible mediante la utilización de materiales semiconductores como:

- Mosfet: transistores de efecto de potencia,
- Transistores bipolares,
- GTO: tiristores desconectables de hasta 1K,
- IGBT: transistores bipolares de puerta aislada.

También se puede clasificar estos inversores en función de su funcionamiento ideal, algo que nunca sucede realmente:

- Inversores como fuente de corriente. Este tipo de inversores tiene una fuerte dependencia de la carga para funcionar correctamente. Para funcionar dentro de los márgenes de seguridad, precisan de una carga mínima conectada permanentemente. Sin embargo, ofrecen la ventaja de soportar cortocircuitos a la salida o unas demandas puntuales muy altas para el arranque del motor, sin que el sufra daños en sus componentes.
- Inversores como fuente de tensión. Este tipo de inversores no depende de una carga para su funcionamiento. Precisa de protección ante cortocircuitos mediante un sistema de limitación de corriente.

En cuanto a su topología interna, éstos pueden adoptar tres esquemas distintos para el aislamiento entre la parte de continua y la de alterna, denominado también aislamiento galvánico:

- Aislamiento galvánico en baja frecuencia:

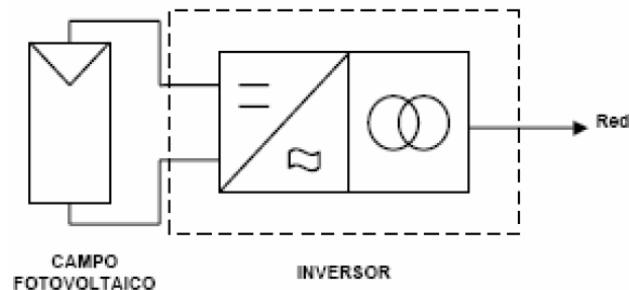


Figura 3.1: Esquema del aislamiento galvánico en baja frecuencia

- Aislamiento galvánico en alta frecuencia:

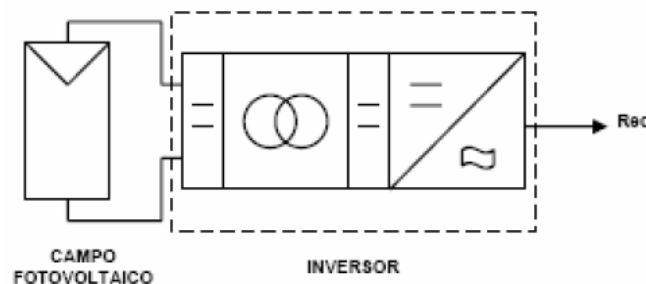


Figura 3.2: Esquema del aislamiento galvánico en alta frecuencia

- Sin aislamiento galvánico:

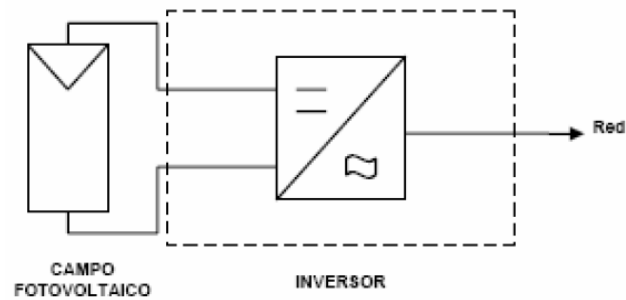


Figura 1.3: Esquema sin aislamiento galvánico.

Por último, según las configuraciones del sistema, los inversores de conexión a red pueden clasificarse como:

- Inversores centrales: la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia.

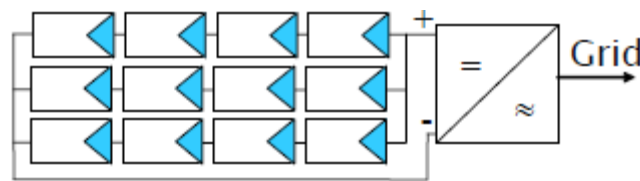


Figura 2: Esquema de un inversor central.

- Inversores modulares: también denominados “string inverters”, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW, y, generalmente, son monofásicos.

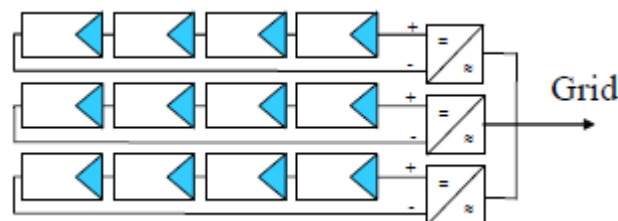


Figura 3: Esquema de un inversor modular.

- Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC: el inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV.



Figura 4: Esquema de inversores integrados en módulos FV

A modo de resumen, entre las características básicas del inversor destacan su principio de funcionamiento como fuente de corriente, serán autoconmutados y no funcionarán en isla o modo aislado, y presentará una onda sinusoidal trifásica.

3.2 SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Ya se ha visto que el generador fotovoltaico tiene unas características no lineales que quedan representadas con la curva I-V, como son la irradiación solar, la temperatura y la carga eléctrica, condiciones bajo las cuales el generador proporcionará una potencia determinada.

Idealmente, para todo momento en el que el generador esté proporcionando su punto de máxima potencia, el inversor debería operar de manera óptima. Sin embargo, existe una única carga, para cualquier condición de irradiancia y temperatura, a la que el generador entrega la máxima potencia.

Dicha carga no se puede elegir arbitrariamente, sino que es variable, por lo que se obtendrán distintos valores de tensión y corriente para cada caso. Bajo estas condiciones, el inversor se encarga de ajustar esas variaciones de carga realizando un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) o *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*. Es decir, según varían esas condiciones, el sistema barre las diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, aquella que le permita operar en el MPP.

Para ello, el inversor debe controlar la tensión de operación del generador fotovoltaico mediante algoritmos tales como perturbación y observación, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.

Para el caso de inversores de conexión a red, los algoritmos más habituales son los de perturbación y observación y el de conductancia incremental.

3.2.1 Algoritmo de Perturbación y Observación (P&O)

El algoritmo P&O de seguimiento de potencia consiste en variar el voltaje del panel, a la vez que monitoriza la potencia resultante. Si la potencia medida en la muestra actual es mayor que la potencia medida en la muestra anterior, se realiza una variación de voltaje (aumento-disminución); si la potencia medida es menor que la de la muestra anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución-aumento).

Las muestras del voltaje del panel fotovoltaico permiten colocar un punto denominado punto de operación. Una vez alcanzado el MPP, el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él.

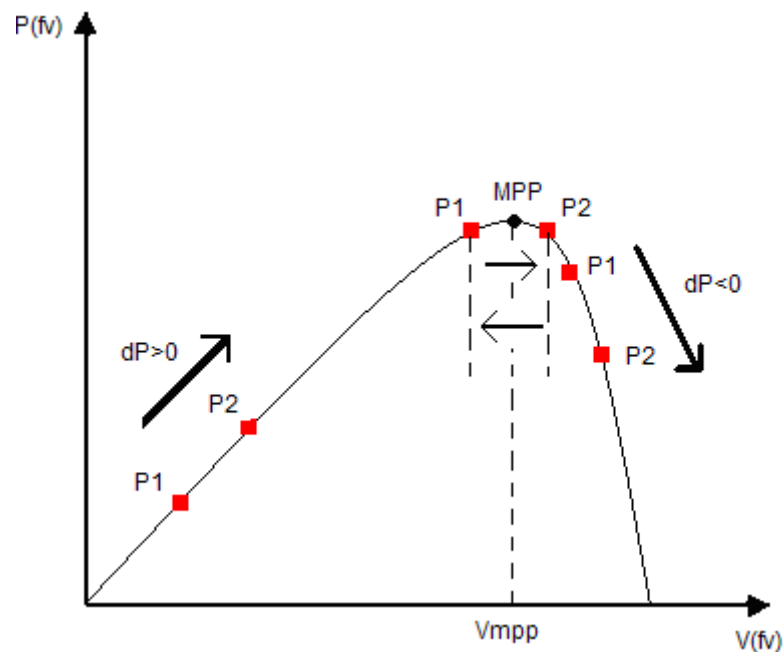


Figura 5: Funcionamiento del algoritmo de Perturbación y Observación

El siguiente diagrama de flujo muestra las distintas condiciones que pueden darse durante el cálculo del algoritmo P&O.

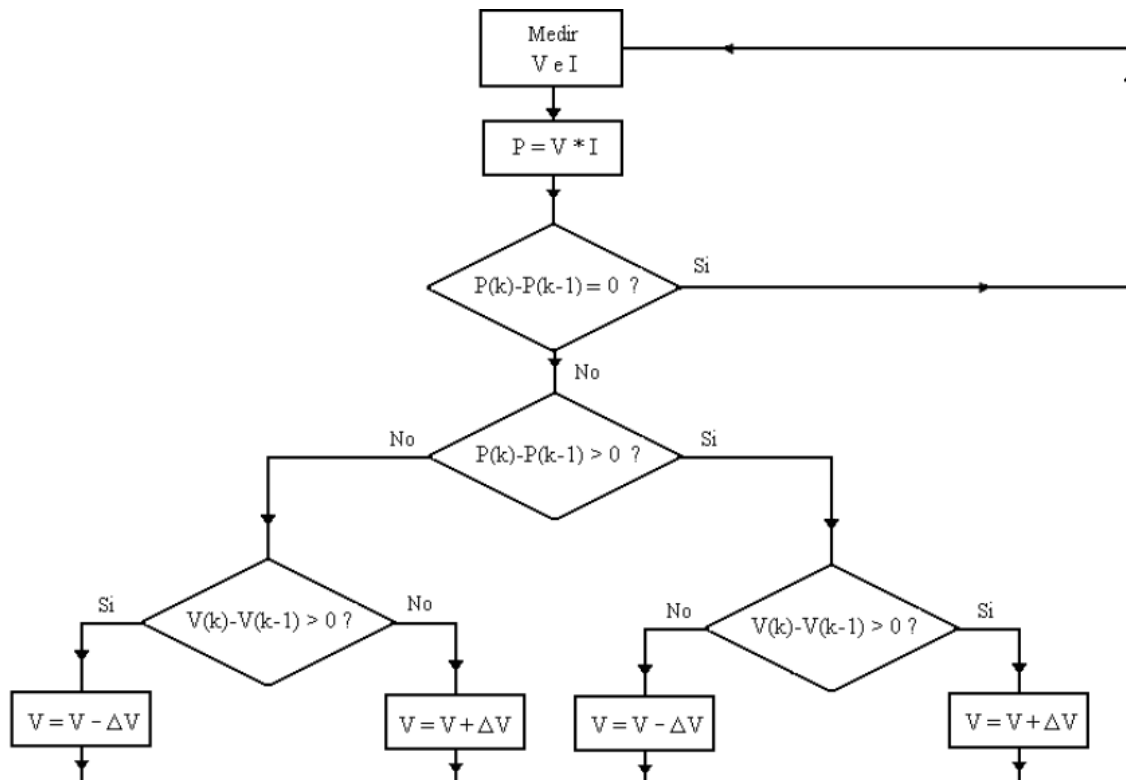


Figura 6: Diagrama de flujo del algoritmo P&O

3.2.2 Algoritmo de Conductancia Incremental (CondInc)

Una vez que se alcanza en MPP, el seguidor continúa trabajando en ese punto hasta que se produce un cambio en el valor de la corriente. Este cambio es dependiente de la variación en la radiación sobre el generador fotovoltaico.

En el momento en que se incrementa la radiación, por tanto el valor de corriente, el MPP se desplaza hacia la derecha respecto a la tensión de operación del generador. Para compensar este efecto, el seguidor MPPT debe aumentar la tensión. En caso de que disminuya la radiación, el sistema operará a la inversa.

La ventaja de este algoritmo respecto al de P&O es que puede calcular en cada momento la dirección en que debe modificarse el punto de trabajo del generador fotovoltaico para aproximarlos al MPP. Esto asegura que, bajo cambios atmosféricos rápidos, no tome una dirección errónea.

El siguiente diagrama de flujo facilita la comprensión del funcionamiento del algoritmo de Conductancia Incremental.

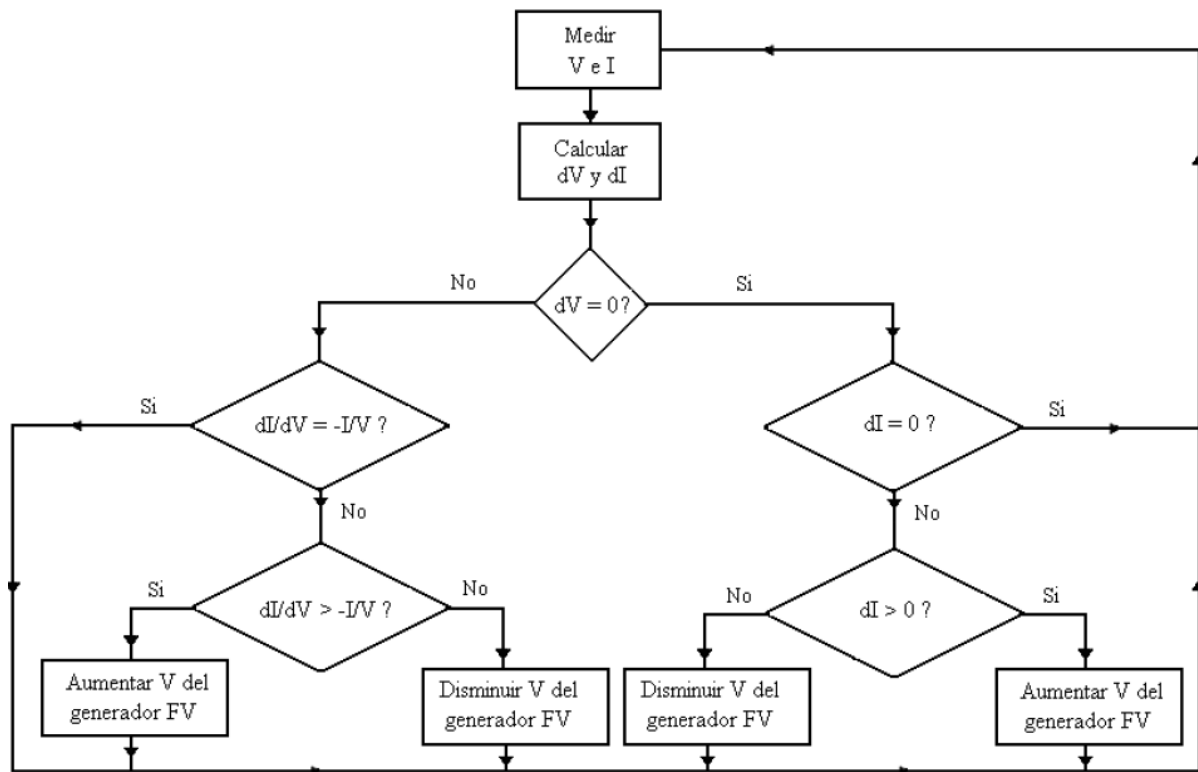


Figura 7: Diagrama de flujo del algoritmo de Conductancia Incremental

Capítulo 4: Análisis del inversor fotovoltaico

En este capítulo se va presentar el análisis de los datos recopilados de un inversor sin aislamiento galvánico de una planta de conexión a red de 500 kW de potencia.

Los parámetros que se van a analizar van a ser los siguientes:

- Irradiancia, en función del tiempo.
- Rendimiento en función de la potencia normalizada.
- Rendimiento en función de la irradiancia.
- Rendimiento en función de la potencia de entrada.
- Rendimiento de la potencia de salida en función de la tensión de entrada.
- Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y la irradiancia en función del tiempo.

Estos parámetros han sido obtenidos para días de tipo soleado y tipo nublado con baja y con alta irradiancia.

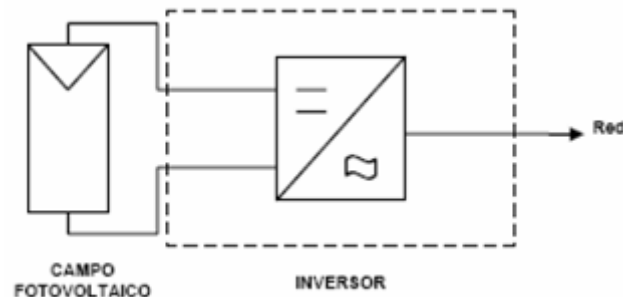


Figura 4.1: Esquema de inversor sin aislamiento galvánico

Tomando como referencia la figura 4.1 los datos que hemos medidos son:

Campo fotovoltaico (datos de entrada):

- Corriente de entrada.
- tensión de entrada.
- Potencias de entrada.
- La irradiancia.
- Temperatura.

Salida del inversor:

- Corriente de salida.
- tensión de salida.
- Potencias de salida.

4.1 Equipamiento utilizado

En la Figura 4.1.1 se muestra una foto de la planta en donde se realizaron las medidas. Además, en la Figura 4.1.2, se muestra uno de los inversores medidos y el equipamiento utilizado.



Figura 4.1.1: Planta fotovoltaica de 500 kW



Figura 4.1.2: Uno de los inversores medidos y el equipamiento utilizado para tomar las medidas

Para la medida y registro de los se ha utilizado el siguiente instrumental:

- 1) Registrador de curvas I-V (1000 V @ 100 A).
- 2) Dos vatímetros de muy alta precisión (0.03 %).
- 3) Sondas de tensión y corriente.
- 4) Dispositivo de referencia, conforme a la Norma IEC 60904-2, que se utiliza para medir la irradiancia. El aparato usado fue calibrado por el CIEMAT.
- 5) Sondas para hacer un seguimiento de la temperatura, PT1000, calibrada por el CIEMAT.
- 6) Voltímetros de muy alta precisión.
- 7) Cableado, pinzas...
- 8) Ordenador portátil.

4.2 Análisis de los datos

Las curvas expuestas a continuación han sido obtenidas con el programa informático Origin 8.

DÍA SOLEADO (alta irradiancia)

Irradiancia vs tiempo:

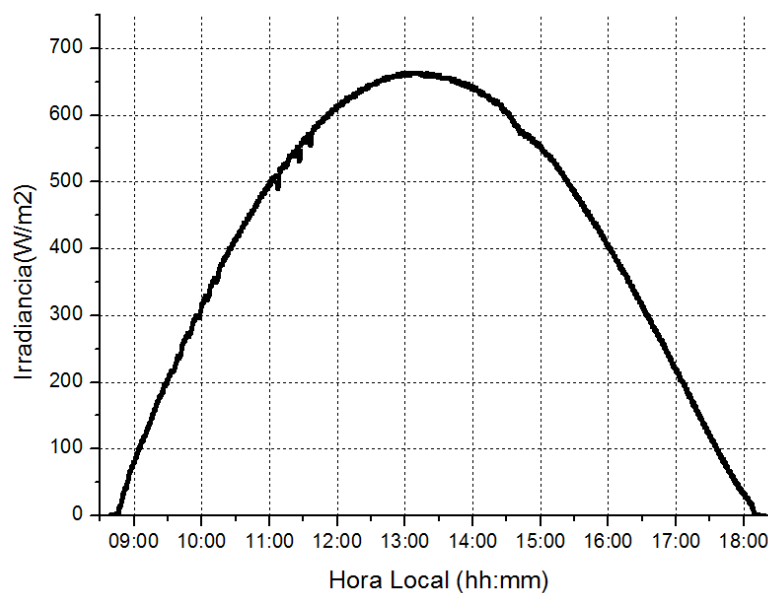


Figura 4.2.1: Evolución temporal de la irradiancia para un día soleado

En la figura 4.2.1 se comprueba claramente que se trata de un día soleado, debido a los altos valores de irradiancia observados. Se puede ver como evoluciona el valor de la irradiancia a lo largo del día. Parte de un valor nulo por la mañana y va aumentando hasta alcanzar el máximo valor al mediodía, donde vuelve a descender la irradiancia hasta volver a un valor 0 de ésta al anochecer.

Rendimiento vs Potencia normalizada:

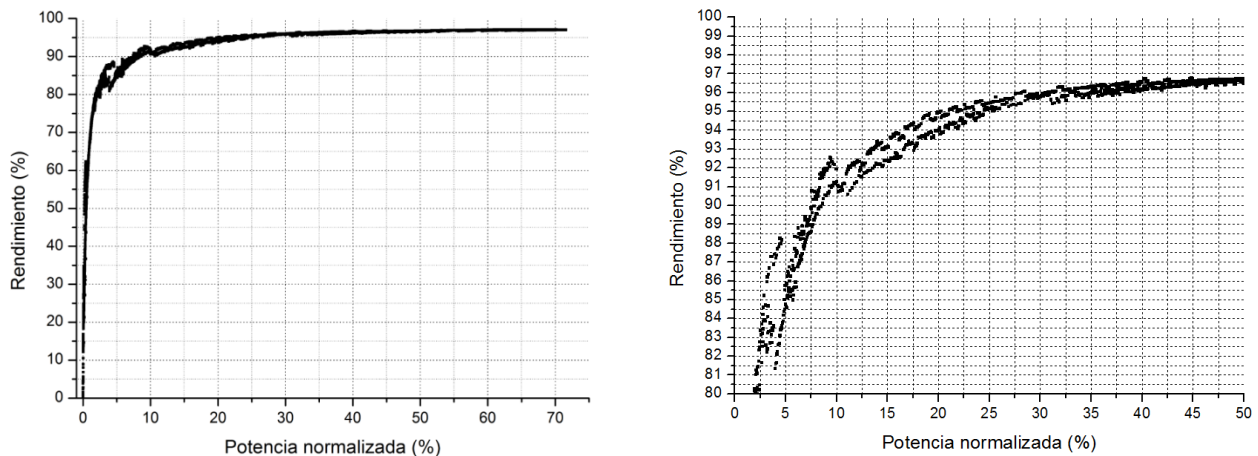


Figura 4.2.2: Evolución del rendimiento frente a la potencia normalizada para un día soleado

Como se puede ver en la figura 4.2.2 el máximo rendimiento (97 %) se alcanza al 73 % de la potencia normalizada, sin embargo, ya al 30 % de la potencia normalizada se alcanza un rendimiento del 96 %.

Rendimiento vs irradiancia:

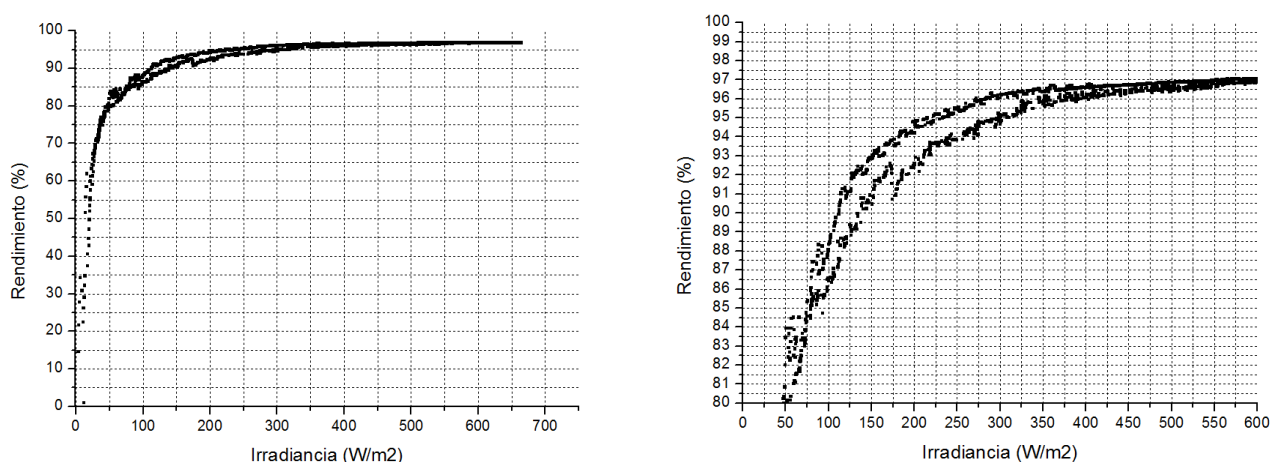


Figura 4.2.3: Evolución del rendimiento frente a la irradiancia para un día soleado

En esta figura comprobamos como de rápido se obtiene el máximo rendimiento, esto es debido a que la planta solar no necesita unos altos valores de irradiancia para obtener un máximo rendimiento. Ésto ha de ser así ya que en días donde la irradiancia no supera valores de 300 o 400 W/m² la planta tiene que seguir dando el máximo rendimiento posible porque sino ese día no produciría energía.

Rendimiento vs Potencia de entrada:

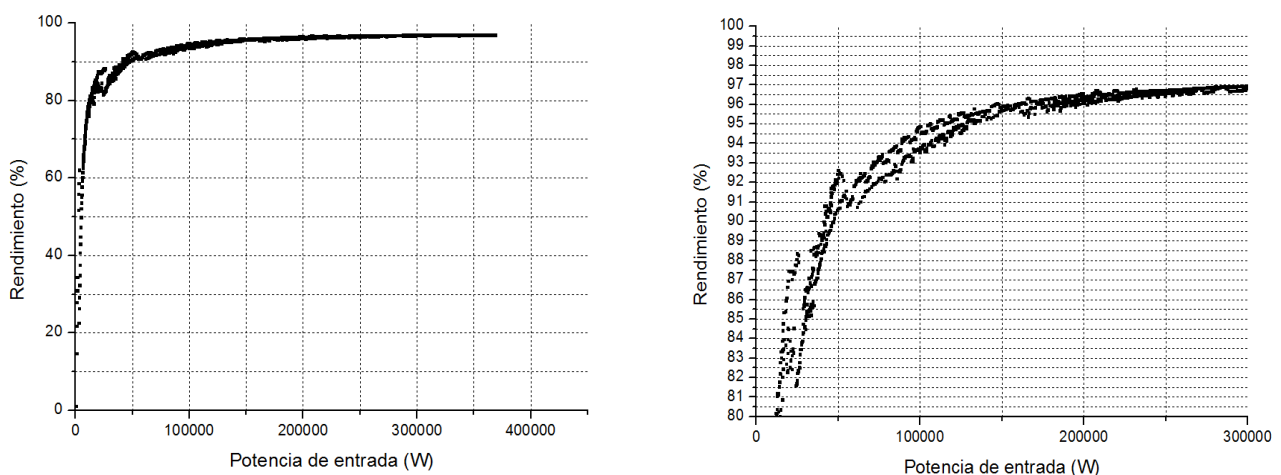


Figura 4.2.4: Evolución del rendimiento frente a la potencia de entrada para un día soleado

En la figura 4.2.4 comprobamos que el máximo rendimiento se alcanza bastante rápido ya que al estar la irradiancia y la potencia de entrada relacionadas sucede lo mismo que la anterior figura.

Rendimiento vs Tensión de entrada:

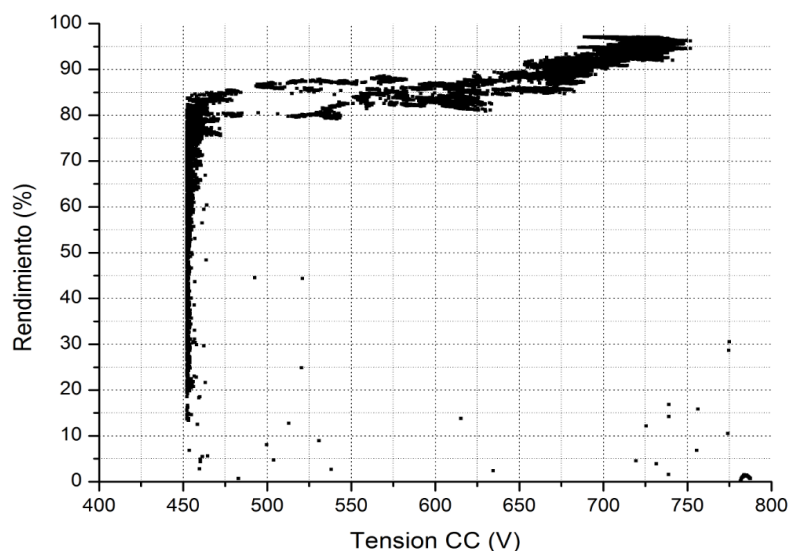


Figura 4.2.5: Evolución del rendimiento frente a la tensión de entrada para un día soleado

En la Figura 4.2.5, puede observarse cómo la tensión de CC que impone el inversor oscila entre 450 y 750 VCC. Además, puede verse, que el rendimiento aumenta con el aumento de la tensión de CC del campo fotovoltaico, permaneciendo bastante constante hasta los 600 V. A partir de ese valor, el rendimiento se incrementa hasta alcanzar los valores máximos entre 700 y 750 V de CC.

Tensión de entrada vs tiempo:

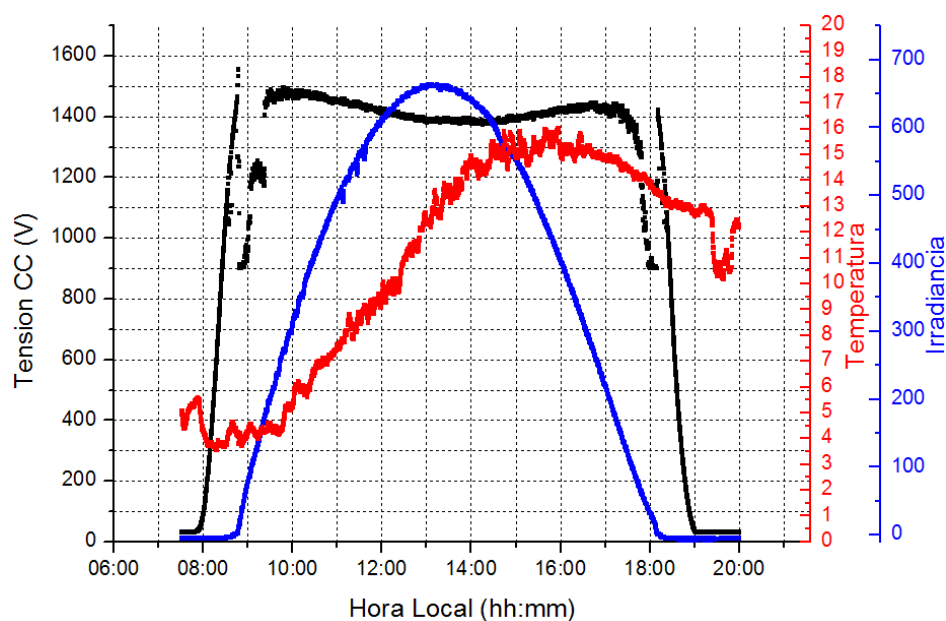


Figura 4.2.6: Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y con la irradiancia para un día soleado

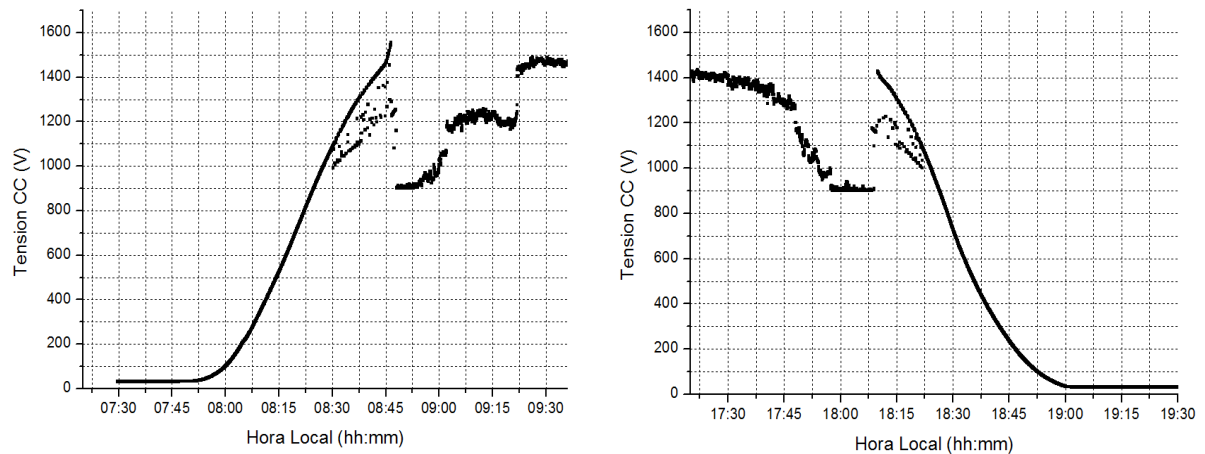


Figura 4.2.7: Zooms de la evolución temporal de la tensión de entrada para un día soleado

En la figura 4.2.6 se hace una evolución temporal de la tensión continua de entrada y una comparación de ésta con la temperatura y con la irradiancia. En los respectivos zooms (Figura 4.2.7) vemos como al amanecer y al atardecer se obtienen los máximos valor de tensión. Del amanecer al atardecer se obtiene una forma cóncava debido a que con el aumento de la irradiancia y por tanto de la temperatura la tensión desciende, y es por eso que al mediodía se obtiene el menor valor de tensión coincidiendo con la máxima temperatura. Al ser un día soleado se alcanzan unos valores máximos de tensión de casi 1600 V. En la figura 4.2.7 podemos apreciar que después de alcanzar la máxima tensión, por la mañana, y antes de volver a alcanzar dicha tensión, al atardecer, hay caídas de ésta. Esto es debido a que se produce un circuito abierto durante aproximadamente 7 minutos.

DÍA NUBLADO (baja irradiancia)

Irradiancia vs tiempo:

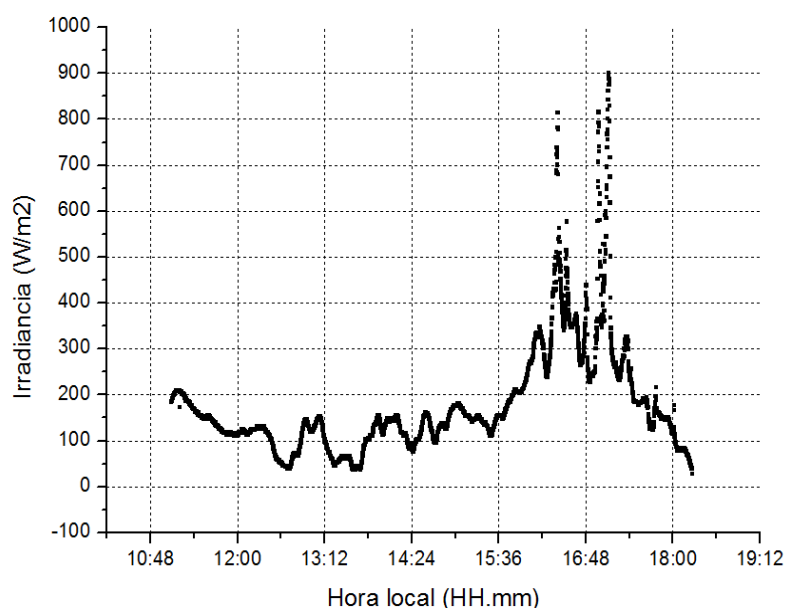


Figura 4.2.8: Evolución temporal de la irradiancia para un día nublado con baja irradiancia

En la figura 4.2.8 podemos comprobar que se trata de un día nublado debido a los bajos valores de irradiancia observados. Entre las 16:00 y las 17:00 se ven unos picos de alta irradiancia debido a la aparición de sol en ese periodo, aunque esto no afecta demasiado a los datos analizados. En cualquier caso se puede ver como evoluciona el valor de la irradiancia a lo largo del día, con los menores valores de irradiancia al principio y al final del día y con los máximos valores al mediodía.

Rendimiento vs Potencia normalizada:

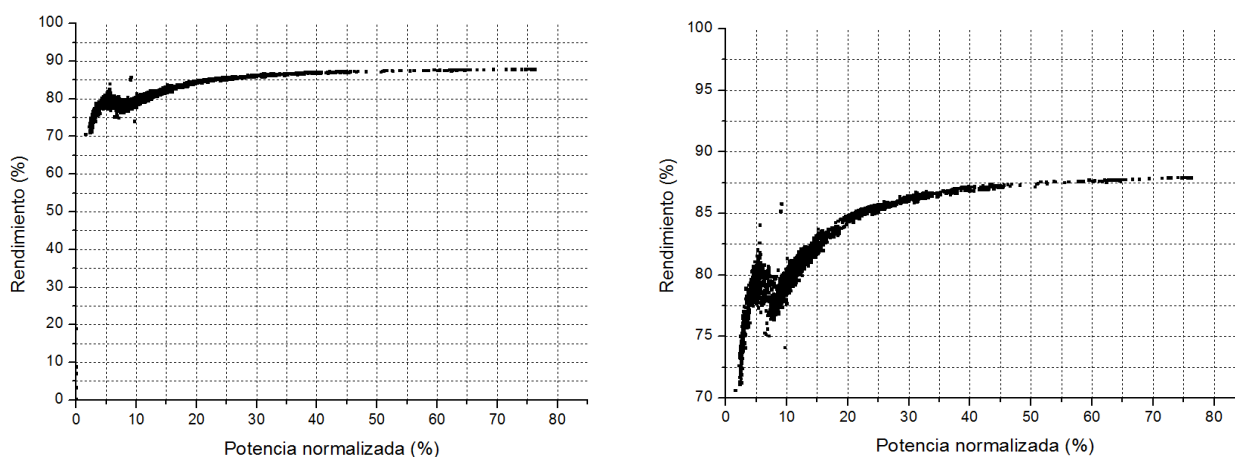


Figura 4.2.9: Evolución del rendimiento frente a la potencia normalizada para un día nublado con baja irradiancia

Como se puede ver en la figura 4.2.9 el máximo rendimiento se alcanza al 75 % de la potencia normalizada sin embargo, ya al 30 % de la potencia normalizada se alcanza un rendimiento del 86 %.

Rendimiento vs irradiancia:

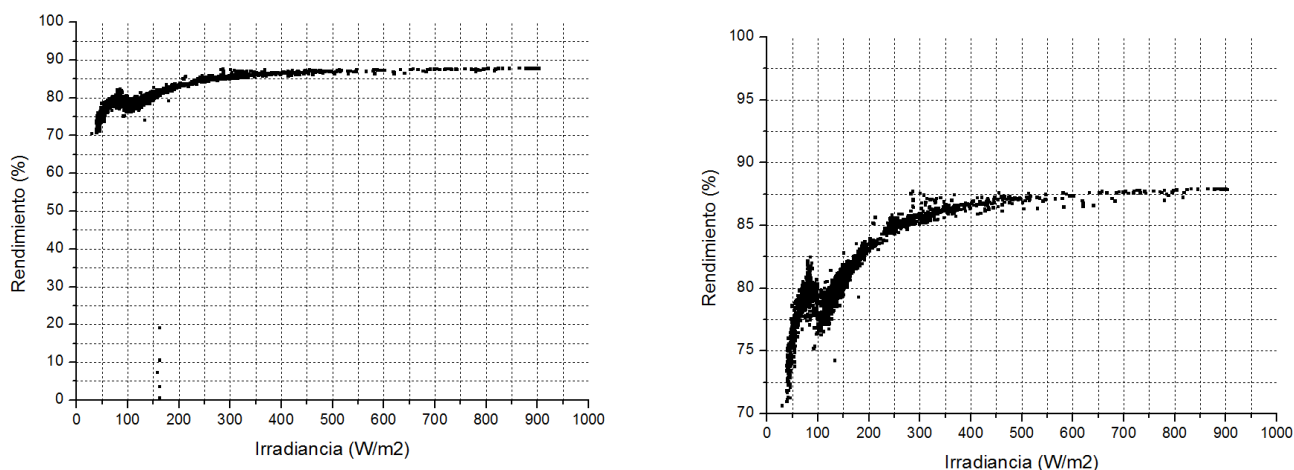


Fig. 4.2.10: Evolución del rendimiento frente a la irradiancia para un día nublado con baja irradiancia

En la figura 4.2.10 comprobamos como a pesar de los bajos valores de irradiancia se obtiene un máximo rendimiento del 88 %, una cifra bastante aceptable teniendo en cuenta los citados bajos niveles de irradiancia.

Rendimiento vs Potencia de entrada:

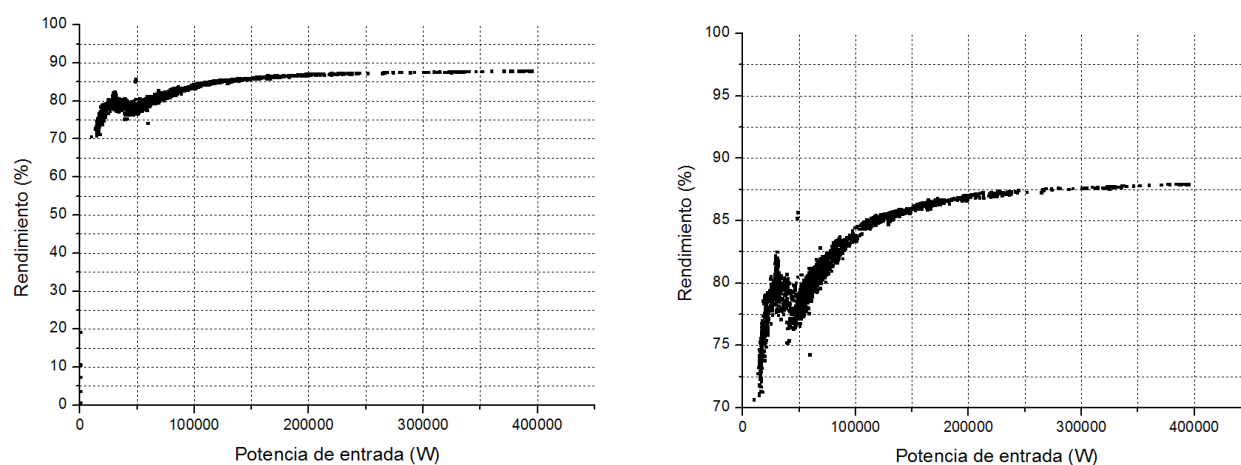


Fig. 4.2.11: Evolución del rendimiento frente a la potencia de entrada para un día nublado con baja irradiancia

Como podemos ver en los zooms, el rendimiento máximo en estas condiciones de alta irradiancia es del 88 %.

Rendimiento vs Tensión de entrada:

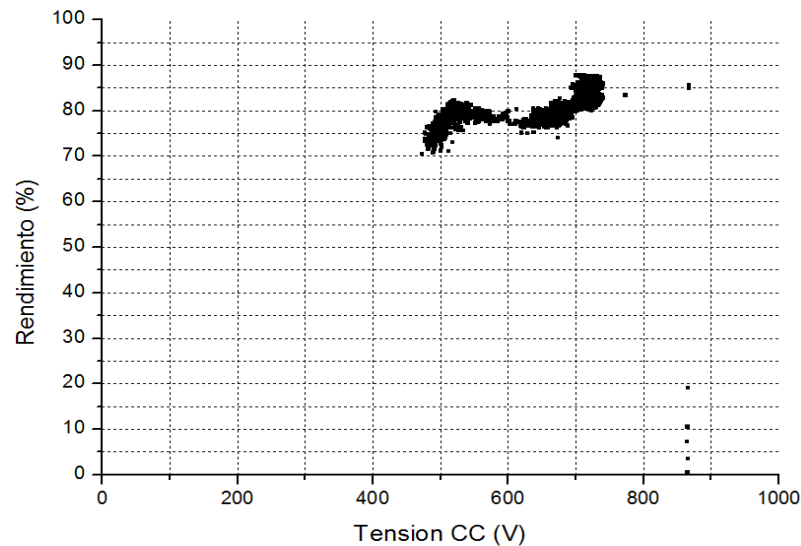


Figura 4.2.12: Evolución del rendimiento frente a la tensión de entrada para un día nublado con baja irradiancia

Observando la Figura 4.2.12, que corresponde a un **día de baja irradiancia**, puede observarse cómo **la tensión de CC que da el inversor oscila entre 450 y 750 Vcc aprox.** Además, puede verse, que el rendimiento incrementa con el aumento de la tensión de CC del campo fotovoltaico aunque permanezca bastante constante entre los 575 y 625 Vcc.

Tensión de entrada vs tiempo:

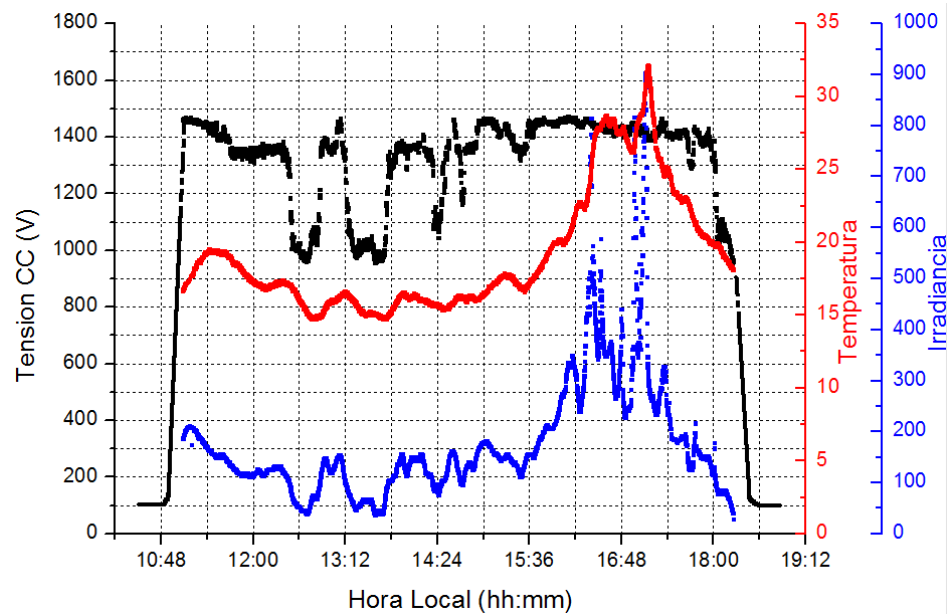


Figura 4.2.13: Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y con la irradiancia para un día nublado con baja irradiancia

En la figura 4.2.13 se hace una evolución temporal de la tensión continua de entrada y una comparación de ésta con la temperatura y con la irradiancia. Vemos como al amanecer y al atardecer se obtienen los máximos valor de tensión. Del amanecer al atardecer se obtienen unos valores menores debido a que con el aumento de la irradiancia y por tanto de la temperatura la tensión descende, y es por eso que al mediodía se obtiene el menor valor de tensión coincidiendo con la máxima temperatura. Como este caso analizado se trata de un día de nubes y claros la forma central de la gráfica no es exactamente convexa, debido a que el campo fotovoltaico se calentaba y se enfriaba en función de si había sol o no. Como es un día nublado los valores de tensión de quedan en 1500 V. Como se trata de un día de nubes y claros no se aprecia el circuito abierto que se podía observar en las figuras 4.2.6 y 4.2.20.

DÍA NUBLADO (alta irradiancia)

Irradiancia vs tiempo:

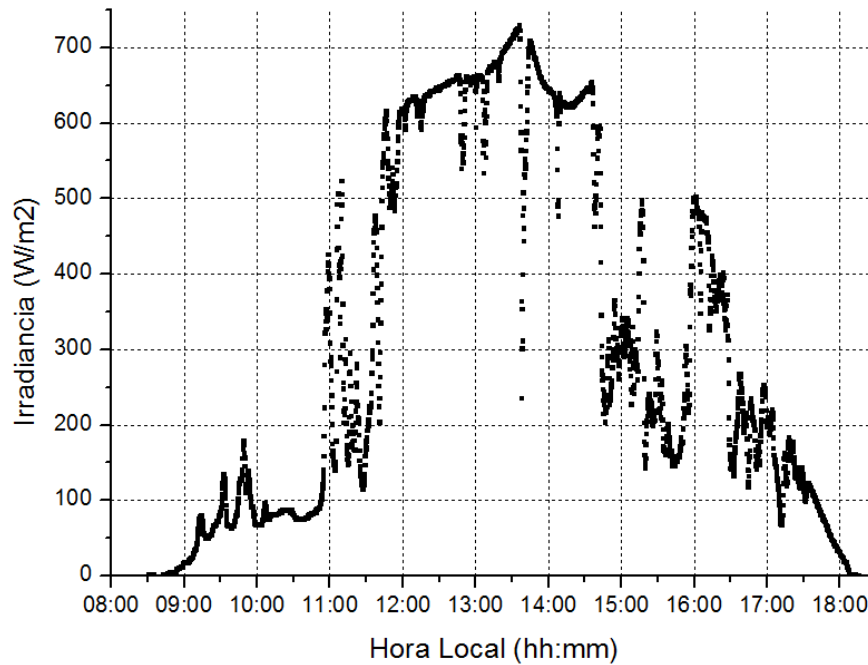


Figura 4.2.14: Evolución temporal de la irradiancia para un día nublado con alta irradiancia

La figura 4.2.14 hace un análisis temporal de la irradiancia para un día nublado pero con una alta irradiancia. A pesar de ser un día nublado los valores máximos de la irradiancia son similares a los de días soleados, sin embargo, no tiene una forma tan perfecta como la de éstos.

Rendimiento vs Potencia normalizada:

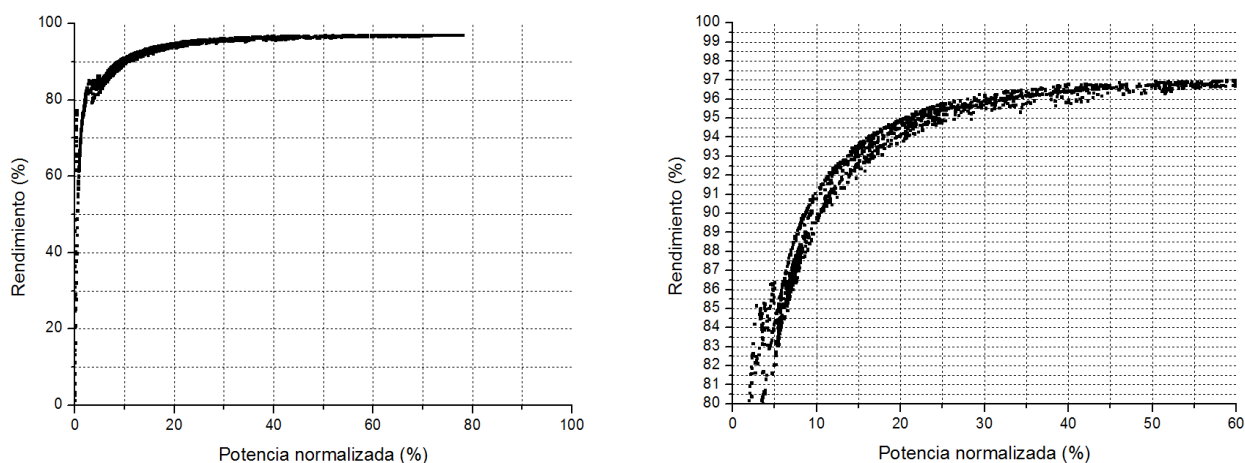


Figura 4.2.15: Evolución del rendimiento frente a la potencia normalizada para un día nublado con alta irradiancia

Como se puede ver en la figura 4.2.15 el máximo rendimiento (97%) se alcanza al 75 % de la potencia normalizada sin embargo, ya al 40 % de la potencia normalizada se alcanza un rendimiento del 96 %.

Rendimiento vs irradiancia:

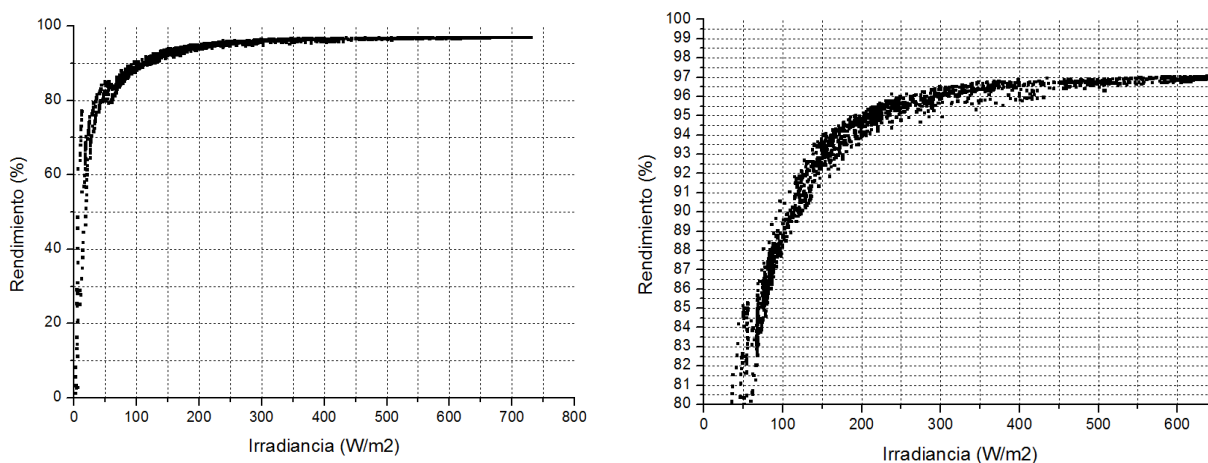


Figura 4.2.16: Evolución del rendimiento frente a la irradiancia para un día nublado con alta irradiancia

En la figura 4.2.16 comprobamos como de rápido se obtiene el máximo rendimiento, esto es debido a que la planta solar no necesita unos altos valores

de irradiancia para obtener un máximo rendimiento. Se comporta de forma parecida a un día soleado.

Rendimiento vs Potencia de entrada:

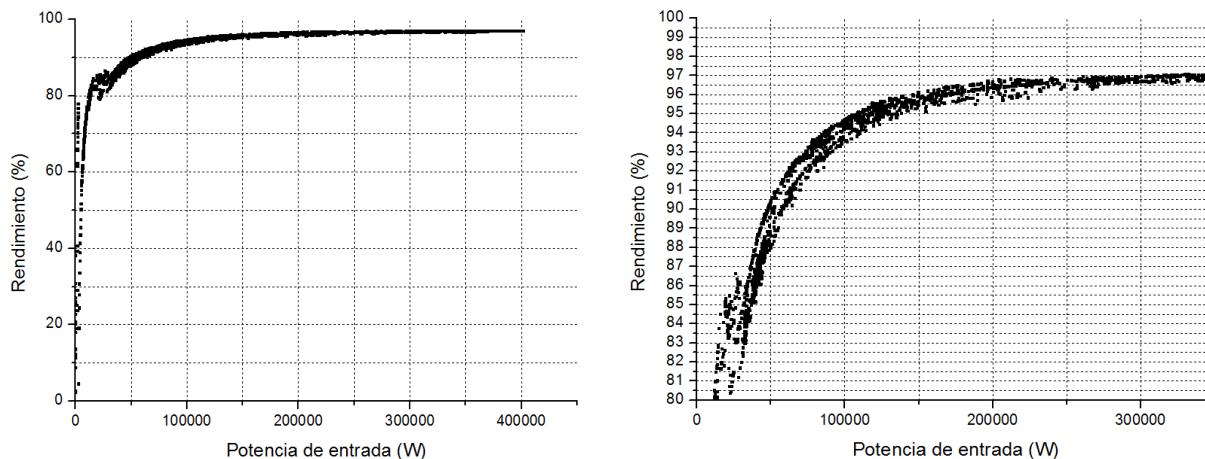


Figura 4.2.17: Evolución del rendimiento frente a la potencia de entrada para un día nublado con alta irradiancia

En la figura 4.2.17 comprobamos que el máximo rendimiento se alcanza bastante rápido ya que al estar la irradiancia y la potencia de entrada relacionadas sucede lo mismo que la anterior figura.

Rendimiento vs Tensión de entrada:

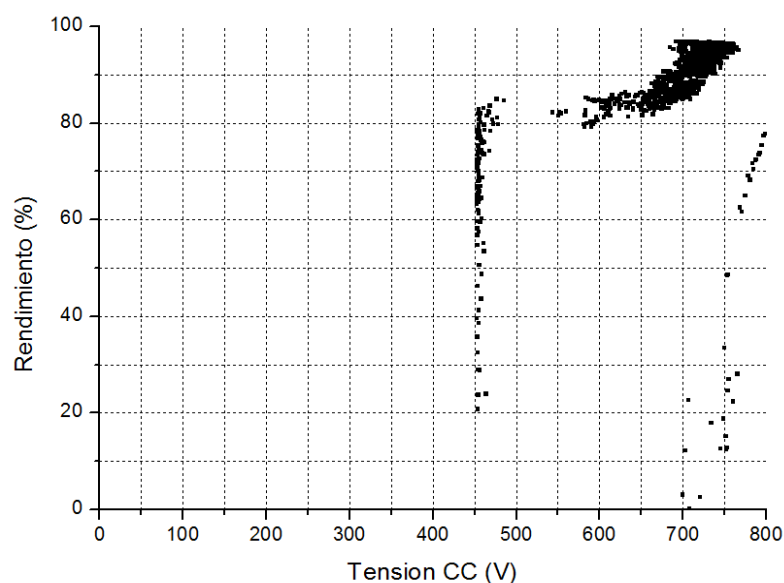


Figura 4.2.18: Evolución del rendimiento frente a la tensión de entrada para un día nublado con alta irradiancia

En la Figura 4.2.18, puede observarse cómo la tensión de CC que impone el inversor oscila entre 450 y 750 VCC. Además, puede verse, que el rendimiento aumenta con el aumento de la tensión de CC del campo fotovoltaico, permaneciendo bastante constante de 450 V hasta 650 V. A partir de ese valor, el rendimiento se incrementa hasta alcanzar los valores máximos entre 700 y 750 V de CC.

Tensión de entrada vs tiempo:

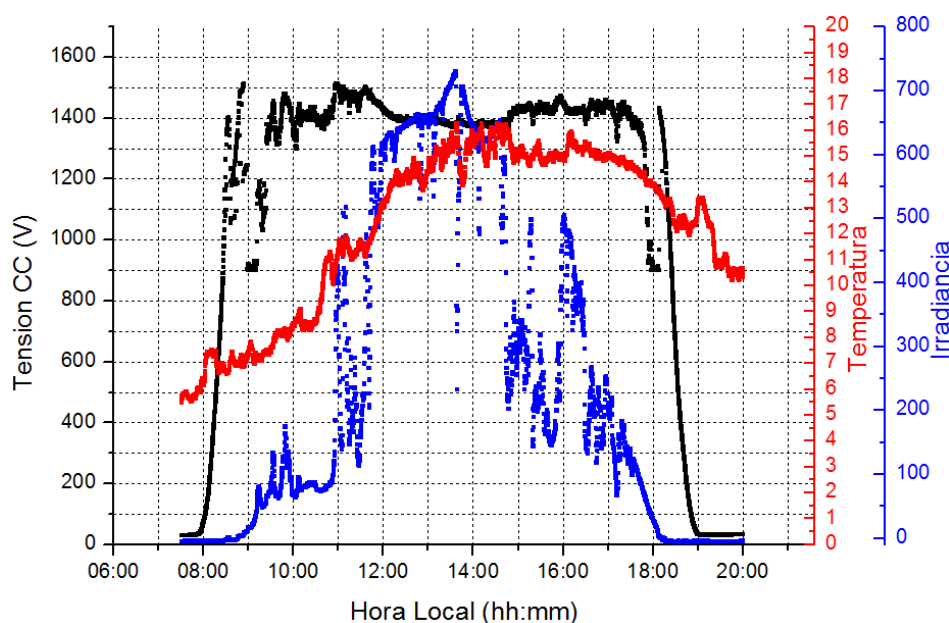


Figura 4.2.19: Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y con la irradiancia para un día nublado con alta irradiancia

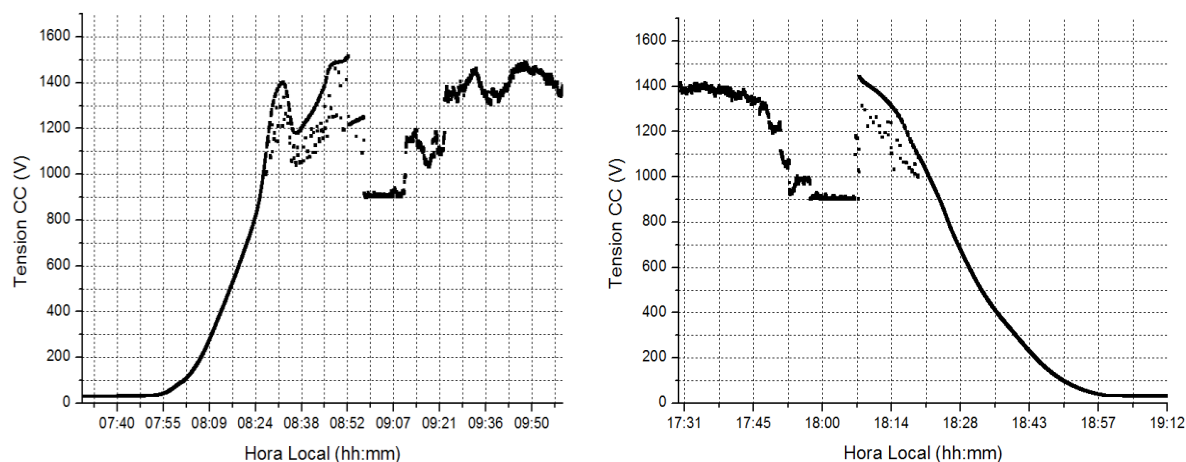


Figura 4.2.20: Zooms de la evolución temporal de la tensión de entrada para un día nublado con alta irradiancia

En la figura 4.2.19 se hace una evolución temporal de la tensión continua de entrada y una comparación de ésta con la temperatura y con la irradiancia. En los respectivos zooms (Figura 4.2.20) vemos como al amanecer y al atardecer se obtienen los máximos valor de tensión. Del amanecer al atardecer se obtiene una forma cóncava debido a que con el aumento de la irradiancia y por tanto de la temperatura la tensión descende, y por eso al mediodía se obtiene el menor valor de tensión coincidiendo con la máxima temperatura. Al ser un día nublado y aunque haya una alta irradiancia los máximos valores de tensión no superan los 1500 V una cifra inferior a la del día soleado. En la figura 4.2.20 podemos apreciar que después de alcanzar la máxima tensión, por la mañana, y antes de volver a alcanzar dicha tensión, al atardecer, hay caídas de ésta. Esto es debido a que se produce un circuito abierto durante aproximadamente 7 minutos.

Comparación de los diferentes días en función de su tensión de entrada:

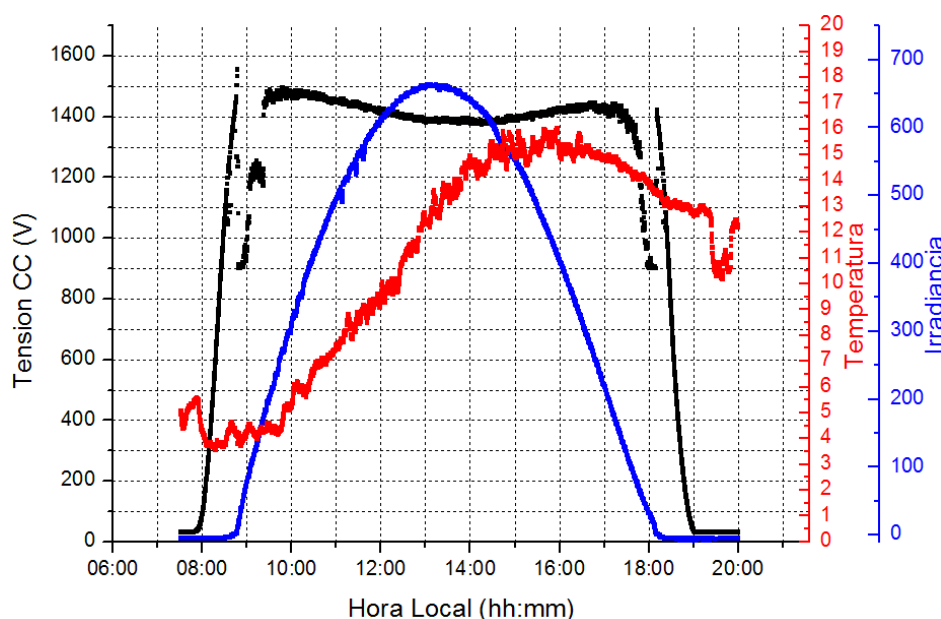


Figura 4.2.21: Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y con la irradiancia para un día soleado

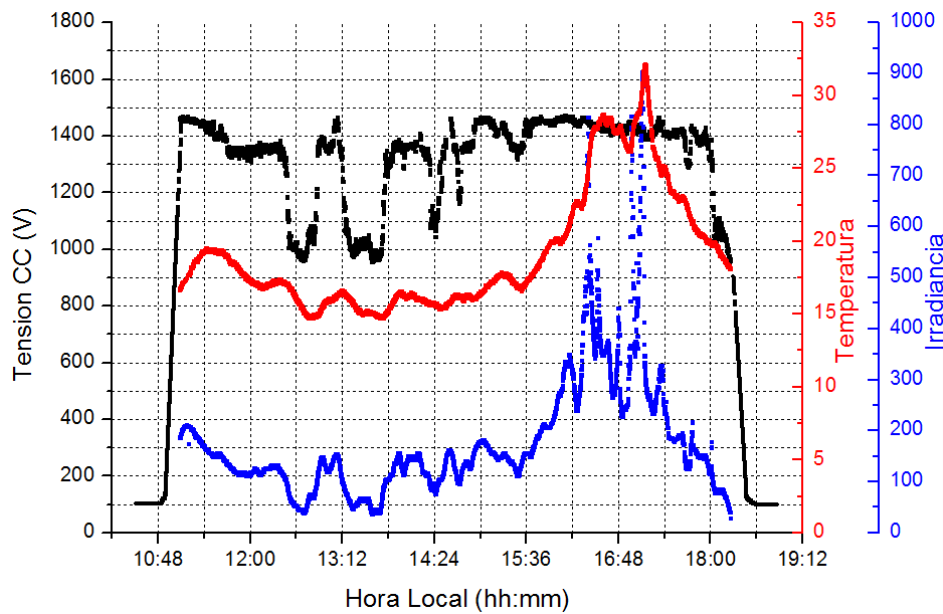


Figura 4.2.22: Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y con la irradiancia para un día nublado con baja irradiancia

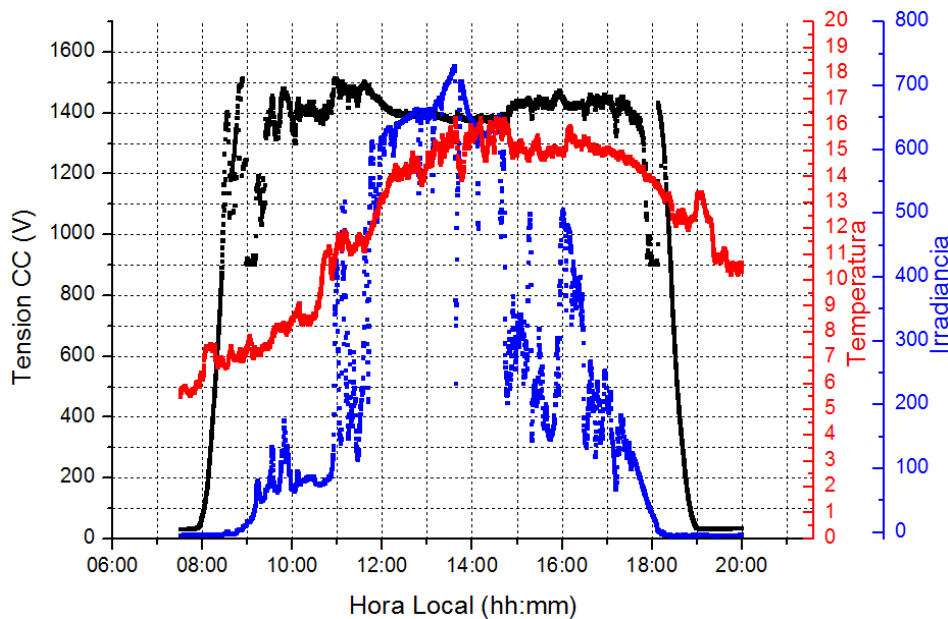


Figura 4.2.23: Comparación de la tensión de entrada con la temperatura y con la irradiancia para un día nublado con alta irradiancia

Las tres figuras tienen en común que cuando aumenta la temperatura la tensión de entrada disminuye, aunque en diferente medida. La diferencia está en que las de alta irradiancia se distingue claramente el circuito abierto y en la de baja no. Esto se debe a que el descenso de tensión no es tan acusado como en las otras dos debido a que la variación de temperatura no es tan marcada. Por otra parte se puede apreciar como la

irradiancia máxima del día nublado de alta irradiancia es mayor que la del día soleado, esto sucede porque el primero corresponde a un día de primavera mientras que el segundo se trata de un día de invierno donde el sol tiene menor intensidad, sin embargo la irradiancia se comporta de forma mucho más uniforme.

Nota:

En todas las gráficas en donde se representa la irradiancia y rendimiento (%) en función del tiempo se puede observar cómo el rendimiento evoluciona pudiendo distinguirse claramente dos zonas:

1- Una zona de arranque del inversor, que puede durar una hora aproximadamente, y que se puede apreciar claramente observando las gráficas de rendimiento ya que es la zona donde el éste crece de forma más rápida.

2- Una zona en donde el rendimiento es ligeramente cóncavo, alcanzándose un valor máximo coincidiendo con las horas centrales del día si la irradiancia a esa hora también es máxima.

3- Una pequeña zona de unos 7 minutos en donde decae la tensión de forma drástica.

Capítulo 5: Conclusiones.

A partir de los datos analizados se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- 1) La irradiancia, en condiciones favorables puede llegar a valores de 725 W/m^2 , mientras que en un día nublado con unas condiciones desfavorables puede no superar los 300 W/m^2 .
- 2) El rendimiento máximo alcanzado, para los días de alta irradiancia, ha sido del 97 %.
- 3) El rendimiento máximo alcanzado, para el día de baja irradiancia, ha sido del 88 %. Lo cual supone un descenso del 9 % respecto a los días de alta irradiancia, lo que verifica que en días de poca irradiancia la planta fotovoltaica obtiene un menor rendimiento.
- 4) Puede observarse cómo la tensión de CC oscila entre los 450 V y los 750 V. Además, puede advertirse, que el rendimiento aumenta con el aumento de la tensión de CC del campo fotovoltaico, permaneciendo bastante constante hasta los 600 V. A partir de ese valor, el rendimiento se incrementa hasta alcanzar los valores máximos entre 700 y 750 V de CC.
- 5) La temperatura influye de manera notable en la tensión de entrada. Ya que a medida que la primera aumenta la segunda disminuye.
- 6) Podemos apreciar que después de alcanzar la máxima tensión, por la mañana, y antes de volver a alcanzar dicha tensión, al atardecer, hay caídas de ésta. Esto es debido a que se produce un circuito abierto durante aproximadamente 7 minutos.
- 7) En días soleados la curva de la irradiancia es mucho más uniforme, sin ningún tipo de picos, que en días nublados.
- 8) A medida que la potencia de entrada y la irradiancia aumentan el rendimiento lo también hace.

Capítulo 6: Referencias.

Este capítulo está dedicado a los diferentes recursos que se han utilizado para realizar el trabajo.

- [1] Solartronic. *“Conversión de la luz solar en energía eléctrica. Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos”*.
- [2] Recurso didáctico on-line. Editorial: McGraw-Hill. *“Unidad 1: Componentes de una instalación solar fotovoltaica”*
- [3] E-book: Libro de ciencia y tecnología Nº2. *“Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía. Primera Edición. Capítulo 1”*. México 2009.
- [4] Gobierno de Canarias. Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías. Viceconsejería de desarrollo industrial e innovación tecnológica. Dirección general de industria y energía. Área de energía. *“Instalaciones de energías renovables. Instalaciones fotovoltaicas. Páginas 28 a 36.”*
- [5] Mukund R. Patel. *“Wind and solar power systems. Chapter 8: Solar Photovoltaic power system”*. 1999 by CRC Press LLC.
- [6] Norma internacional IEC 62727 TS Ed 1: *Specification for solar trackers used for photovoltaic systems”*
- [7] CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. *“Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Anexo II: Geometría Solar”*.
- [8] Norma internacional. Project IEC 62548: *Desing requeriments for PV arrays*.
- [9] Gobierno de Canarias. Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías. Viceconsejería de desarrollo industrial e innovación tecnológica. Dirección general de industria y energía. Área de energía. *“Instalaciones de energías renovables. Instalaciones fotovoltaicas. Parte 2. Capítulo 2: Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica”*
- [10] Norma UNE-EN 50524: *Información de las fichas técnicas y de las características de los inversores fotovoltaicos*.
- [11] CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas. Departamento de energías renovables. M. Alonso-Abella. *“Inversores para conexión a red de sistemas FV”*.
- [12] Ursula Eicker. *“Solar Technologies for buildings. Chapter 5: Grid-connected photovoltaic systems”*. Ed. Wiley. 2001
- [13] Documento CIEMAT. *“PHOTOVOLTAICS. Choosing the right inverter for grid-connected PV systems”*.

- [14] Universidad de Huelva. Dpto. De Ingeniería Electrónica, de Sistemas Informáticos y Automática. J.M.Enrique Gómez. *“Diseño, modelado y optimización de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia de generadores fotovoltaicos mediante convertidores CC/CC”*. 2011.
- [15] Norma Europea UNE-EN 50530: *Rendimiento total de los inversores fotovoltaicos de conexión a la red*.
- [16] Revista PHOTON. La revista de fotovoltaica. Agosto 2011.
- [17] CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. *“Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red.”*
- [18] COIT. Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicaciones. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. *“Energía solar fotovoltaica”*. 2007
- [19] J.M.Suárez Creo. *“Proteccion de instalaciones y redes eléctricas. Cap.2: Nociones generales de protecciones eléctricas.”* Ed. Andavira.
- [20] N.R.Melchor; F.R.Quintela; R.C.Redondo; J.M.G.Arévalo. *“Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión.”* Proyectos de ingeniería. Universidad de Salamanca.

Capítulo 7. Anexos.

Este capítulo, formado por dos anexos, se explicará en primer lugar los diferentes rendimientos de la estación fotovoltaica y en segundo lugar las pérdidas que se producen a lo largo del sistema.

7.1 Anexo I. Rendimientos.

7.1.1 RENDIMIENTO DEL INVERSOR

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

La siguiente figura muestra, como ejemplo, la diferencia de rendimiento en función del tipo de aislamiento galvánico (HF, LF o sin transformador):

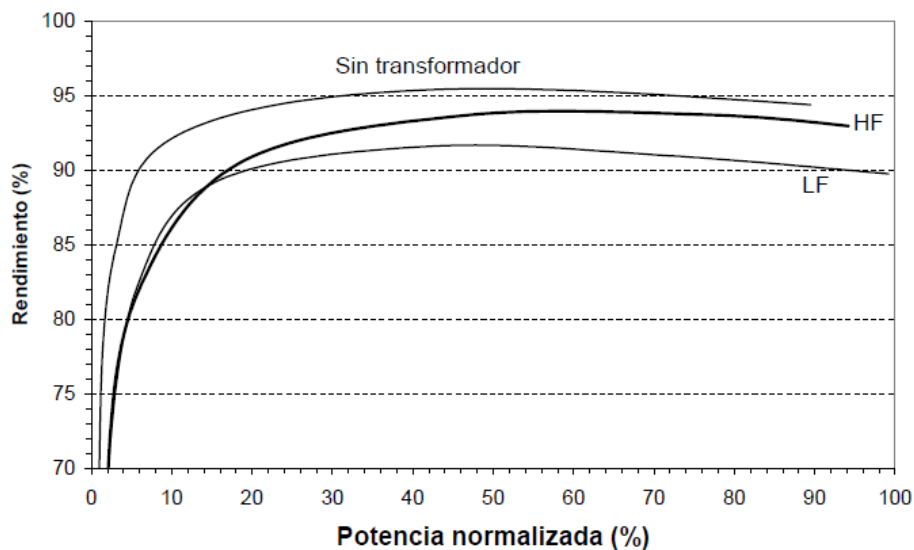


Figura 7.1.1: Rendimiento de un inversor según su aislamiento galvánico

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90 y 95%. Éste puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.

7.1.2 RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El objetivo que buscamos con el estudio del rendimiento de una instalación fotovoltaica es que la diferencia entre el rendimiento de entrada y el de salida sea mínima, lo que supondría disponer de un sistema con pocas pérdidas.

Debe tenerse en cuenta que el rendimiento total del sistema fotovoltaico depende, principalmente, de otros factores de rendimiento entre los que destacan:

- el rendimiento de las células solares,
- el rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia, y
- el rendimiento del inversor.

Como se ha comentado a lo largo de este capítulo, el rendimiento de las células solares oscila entre el 20% y 45%, según el tipo de célula empleada, el rendimiento de los sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia oscilan entre el 93% y el 99%, y el de los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90% y el 95%.

A continuación, se estudian cada uno de los factores por separado, obteniendo como resultado final el rendimiento total de un sistema fotovoltaico.

7.1.2.1 Rendimiento de conversión

Dado que estamos analizando parámetros eléctricos a la entrada del inversor, se prestará especial interés a los rendimientos proporcionados por la célula solar y por el seguidor del punto de máxima potencia.

El rendimiento de la célula solar (η_{cs}), conocido también como rendimiento de la conversión energética, relaciona la potencia eléctrica que puede entregar la célula (P_M) y la potencia de la radiación incidente sobre ella (P_R) de la siguiente forma:

$$\eta_{cs} = \frac{P_M}{P_R} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_R} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{ca}}{P_R}, \text{ donde}$$

I_M es la corriente máxima,

V_M es la tensión máxima,

FF es el factor de forma,

I_{cc} es la corriente en cortocircuito y,

V_{ca} es la tensión en circuito abierto.

Se puede llegar a la conclusión de que un aumento, tanto en la corriente de cortocircuito como en la tensión a circuito abierto, da como resultado un mayor rendimiento de conversión de la célula solar.

7.1.2.2 Rendimiento del MPPT

Otro parámetro que cobra especial interés es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, pues describe la precisión del inversor para trabajar en dicho punto, de acuerdo con las curvas características del generador.

El rendimiento energético del MPPT se define como el cociente entre el valor instantáneo de la potencia suministrada, en un periodo de tiempo definido, y el valor instantáneo de potencia entregada en el MPP.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \quad \text{donde,}$$

P_{DC} es la potencia medida y adoptada por el inversor y,

P_{MPP} es la potencia establecida en el punto de máxima potencia (MPP).

Sin embargo, se debe tener en cuenta que el rendimiento del MPPT puede dividirse en otros dos: el rendimiento estático y dinámico.

El rendimiento estático describe la precisión con que el inversor es capaz de trabajar en el punto de máxima potencia correspondiente a la curva característica estática del generador FV. El rendimiento dinámico evalúa la transición del inversor al nuevo punto de máxima potencia, teniendo en cuenta las variaciones en la intensidad de irradiación.

7.1.2.3 Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor se define como $\eta_I = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$.

De este rendimiento se obtiene el “rendimiento europeo”, η_{Eur} . El rendimiento europeo [16] es el factor más usado para comparar inversores, principalmente de red. Se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias bajo distintas cargas, sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse.

Se calcula como:

$$\eta_{Euro} = \sum a_{Eu} \cdot \eta_{i_MPP} \quad \text{donde,}$$

a_{Eu} es el factor de ponderación europeo y,

η_{i_MPP} corresponde al rendimiento estático del seguidor del punto de máxima potencia para una potencia parcial determinada.

Es decir, se calcula combinando los valores de rendimiento para valores concretos de potencia de salida del inversor, η_I .

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

donde η_5 representa el rendimiento a un 5% de la potencia, η_{10} , un rendimiento del 10%, y así sucesivamente.

7.1.2.4 Rendimiento total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico viene definido como el producto de los rendimientos de la placa fotovoltaica, los seguidores del punto de máxima potencia y el inversor, como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_{Sfv} = \eta_{cs} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_i \text{ donde,}$$

η_{Sfv} es el rendimiento del sistema fotovoltaico, o rendimiento total;

η_{cs} es el rendimiento de la célula solar;

η_{MPPT} es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, y

η_i es el rendimiento proporcionado por el inversor.

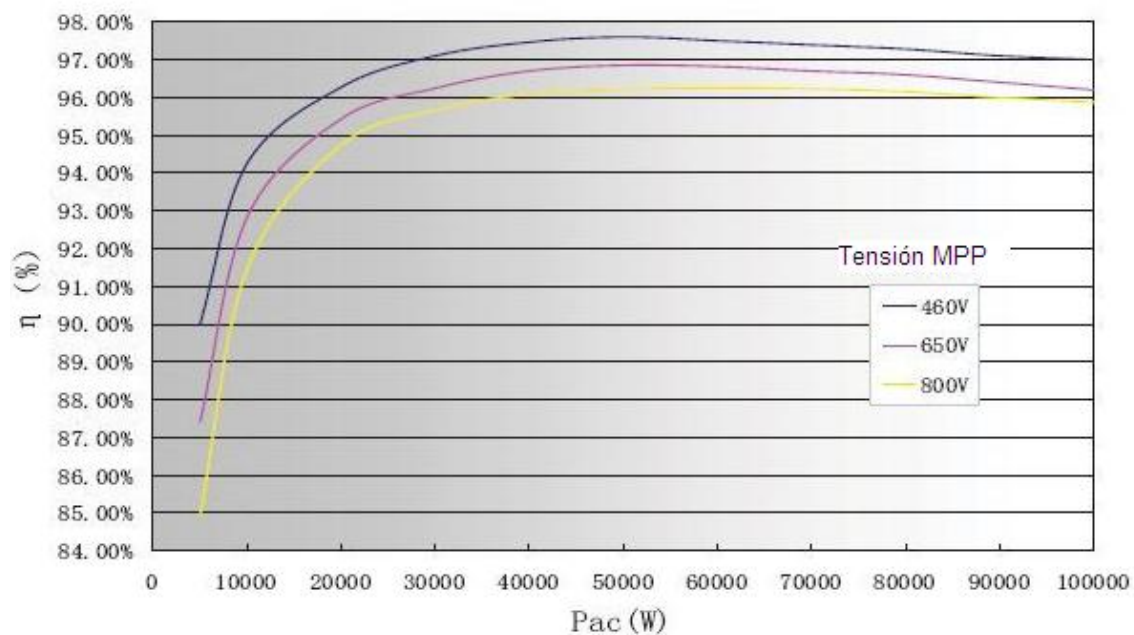


Figura 7.1.1: Rendimiento de una instalación fotovoltaica según la potencia de salida (Pac) y su tensión en el punto de máxima potencia.

7.2 Anexo II. Pérdidas energéticas.

Después de hablar del rendimiento parece conveniente señalar cuáles pueden ser las causas que provocan una disminución del mismo a lo largo del sistema fotovoltaico. Como sabemos, en cualquier sistema de producción de energética, la energía final es sensiblemente inferior a la generada. En nuestro caso, los factores que provocan esa disminución son los que siguen:

- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.** La potencia nominal que pueden entregar los módulos fotovoltaicos no es un valor exacto sino que trabajan en un rango de potencias. Si todos trabajan en la banda inferior, la potencia nominal no será la suficiente y, por tanto, el sistema generará una potencia inferior a la esperada.
- **Pérdidas de conexionado (o mismatch).** Esto ocurre cuando se conectan módulos en serie o paralelo. En la conexión serie, se limita la corriente si alguno de esos módulos tiene una potencia nominal algo inferior al resto, ya que la corriente que genera será inferior a los demás. En paralelo, sucede algo semejante pero con los valores de tensión. En cualquier caso, estas pérdidas pueden reducirse con la utilización de los diodos “by-pass”.
- **Pérdidas por polvo y suciedad.** La deposición de polvo y suciedad en la superficie de un módulo fotovoltaico disminuye la corriente y la tensión entregadas por el generador, provoca pérdidas de conexionado y pérdidas por formación de puntos calientes.
- **Pérdidas angulares y espectrales.** En caso de que la radiación solar incida sobre la superficie fotovoltaica con un ángulo diferente a 0° , se producen pérdidas angulares. Ocurre lo mismo si aumenta el grado de suciedad. En cuanto a las pérdidas espectrales hay que apuntar que la corriente generada es distinta en función de la longitud de onda de la radiación incidente.
- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.** Pérdidas energéticas producidas por la caída de tensión debida a la circulación de corriente por un conductor. Esto puede evitarse con la selección del conductor de material y sección adecuados.
- **Pérdidas por temperatura.** Este factor depende de la radiación, temperatura ambiente, viento, posición de los módulos, etc. Generalmente, los módulos fotovoltaicos presentan una pérdida de potencia del 4% por el aumento de temperatura en 10°C .
- **Pérdidas por rendimiento del inversor.** Para disminuir estas pérdidas es aconsejable elegir un inversor que presente una potencia adecuada en función de la potencia del generador fotovoltaico, así como un alto rendimiento en condiciones nominales de operación.
- **Pérdidas por rendimiento de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico.** Como se ha comentado con anterioridad, el inversor cuenta con un dispositivo electrónico de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico, para lo cual emplea unos determinados algoritmos. La curva de rendimiento de MPPT se define como el cociente entre la energía que el inversor extrae del generador FV y la que extraería en un seguimiento ideal.

- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.** La presencia de sombras provoca una menor captación solar, lo que supone menor corriente. Puede derivar en pérdidas de conexionado.

Hasta aquí, todos los elementos, parámetros y características que definen y clasifican un inversor fotovoltaico. A modo de resumen:

- Su principio de funcionamiento como fuente de corriente, serán autoconmutados y no funcionarán en isla o modo aislado.
- El inversor seguirá entregando potencia a la red, de forma continuada, en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento del inversor para una potencia de salida en CA igual al 50% y al 100%, será, como mínimo, del 92% y 94% respectivamente, de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo en modo nocturno o 'stand-by' será inferior al 2% de su potencia nominal.
- El factor de potencia generada deberá superar el 0,95 entre un 25 % y un 100% la potencia nominal.
- El inversor inyectará a la red una vez alcance potencias mayores al 10% de su potencia nominal.
- Tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores instalados en interiores y lugares inaccesibles, IP30 para inversores instalados en interiores y lugares accesibles e IP 65 para inversores instalados a la intemperie, cumpliéndose, en cualquier caso, la normativa vigente.
- Estarán garantizados para operar en condiciones ambientales entre 0º y 40º de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período de 3 años mínimo.

Estos inversores también deben cumplir todas las especificaciones de la red eléctrica:

- Para evitar una disminución del rendimiento con la variación de la potencia de entrada, los inversores deben equiparse con dispositivos electrónicos que realicen un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) de los paneles solares, con el objetivo de obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico bajo cualquier condición de funcionamiento.
- Deben generar la energía con una determinada calidad, de tal forma que contenga una baja distorsión armónica, un elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas.

Por ello, los inversores fotovoltaicos deberán cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, certificadas por el fabricante.

Para asegurar el correcto funcionamiento y evitar daños tanto externos como internos, el inversor deberá incorporar protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Sobrecalentamiento.
- Perturbaciones en la red como pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará controles automáticos para asegurar su adecuada supervisión y manejo, y controles manuales para apagado y encendido general del inversor y conexión y desconexión del inversor en el lado de alterna.

7.3 Anexo III. Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica de conexión a red.

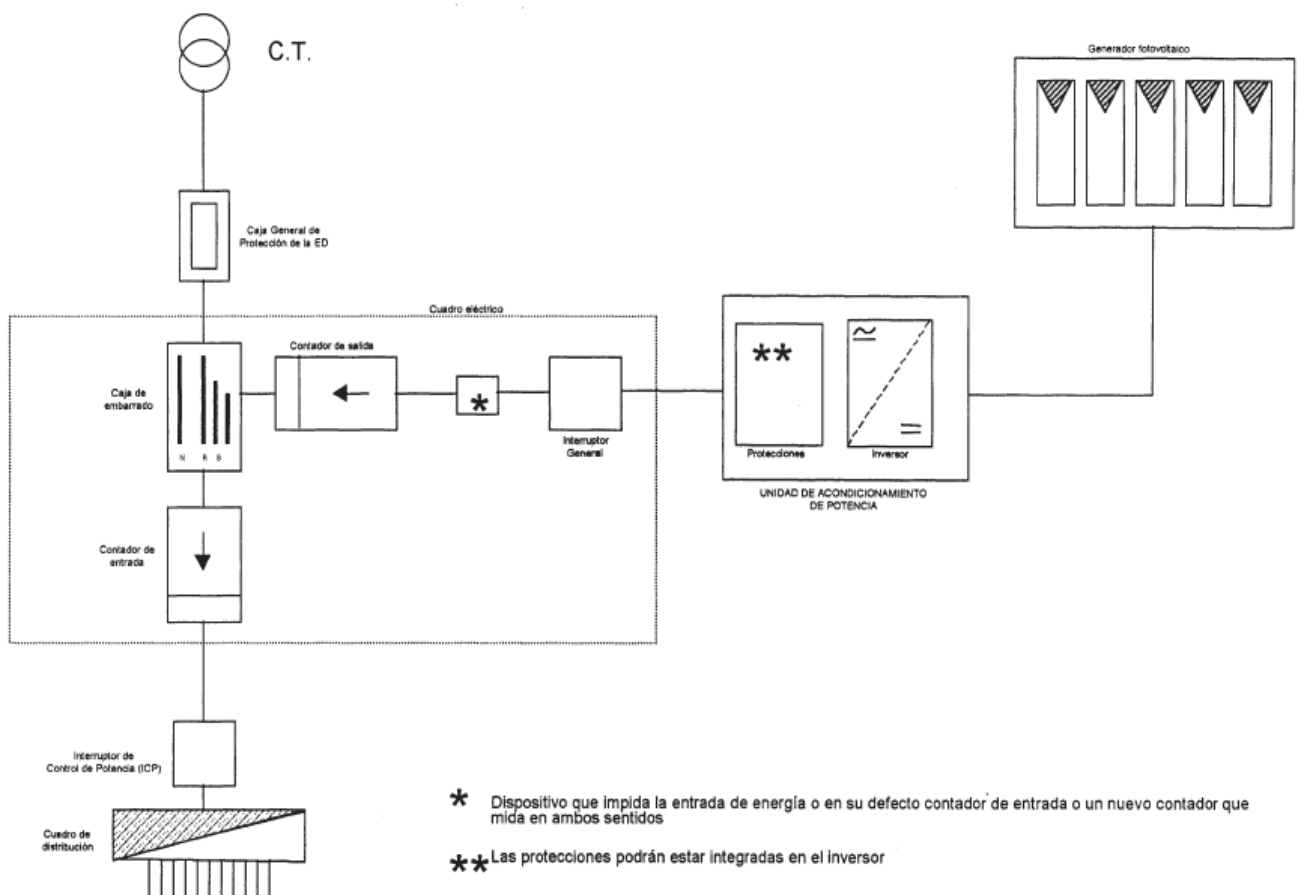


Figura 7.3.1: Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica de conexión a red.

En este esquema podemos ver los elementos que componen la instalación fotovoltaica así como su funcionamiento básico.